



## SISTEMAS INSTRUMENTADOS DE SEGURIDAD (SIS)

Luis García Pecsén  
(PERÚ)

Luis García Pecsén  
OSINERGMIN

Ingeniero Electrónico egresado de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI) en 1977, laboró catorce años en PETROPERÚ Operaciones Talara, destacando como Especialista en Electricidad, Instrumentación y Sistemas de Control Automático.

Durante los años 1992 al 1996, se ha desempeñado como Ingeniero de Instrumentación y Control en la Planta Termoeléctrica de Qurayyah - Arabia Saudita (2500 MW), en la empresa Saudi Consolidated Electric Company (SCECO).

Desde el año 2007 al 2010, efectuó labores de supervisión en la Unidad de Producción, Procesos y Distribución de la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos de OSINERGMIN. Actualmente desempeña actividades de supervisión en el Área de Petroquímica de la División de Distribución y Comercialización de la Gerencia de Gas Natural de OSINERGMIN.

**¿Por qué ocurren fallas catastróficas en las instalaciones industriales?**

**¿Qué son los Sistemas Instrumentados de Seguridad (SIS) en una planta industrial, en una Refinería, en un complejo petroquímico..?**

La agencia norteamericana para investigación de accidentes químicos Chemical Safety Board - CSB<sup>1</sup>, publica en la web cada accidente que es reportado por las empresas petroquímicas:

[http://www.csb.gov/investigations/investigations.aspx?Type=1&F\\_All=y](http://www.csb.gov/investigations/investigations.aspx?Type=1&F_All=y).

La Autoridad Británica Health and Safety Executive - HSE<sup>2</sup>, publicó en el año 1995 un artículo titulado "Fuera de control" (Out of Control), donde se discute el por qué los sistemas de control fallan y como evitar que los mismos fallen. Ver Figura 1.

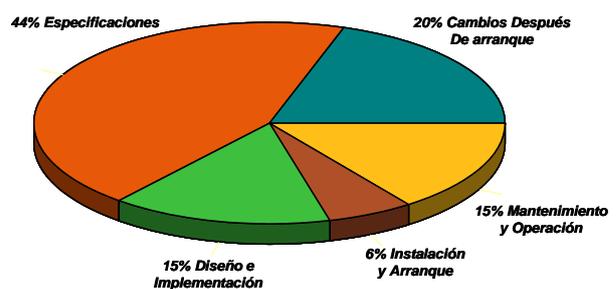


Figura 1. Fuente: "Out of Control", publicado por UK HSE (Fuente: Referencia 6, Página 2 de 10)

<sup>1</sup> CSB, CHEMICAL SAFETY BOARD, es una agencia norteamericana independiente que investiga los accidentes ocurridos en plantas petroquímicas y que emite y publica un Reporte Final al culminar una investigación: <http://www.csb.gov/investigations/default.aspx>

<sup>2</sup> HSE, HEALTH AND SAFETY EXECUTIVE, es la autoridad británica que regula y actúa en consecuencia para reducir los accidentes de trabajo en el territorio inglés.

En esta publicación se analizó el origen de las causas de varios accidentes industriales, los cuales fueron iniciados por fallas en los equipos de control y se concluyó lo siguiente:

- 44% de los accidentes, se debieron a deficiencias en las especificaciones de los equipos e instrumentos,
- 15%, a deficiencias en el diseño e instalación,
- 6%, durante el arranque de la planta,
- 15%, durante el mantenimiento y operación, y
- 20%, a cambios y modificaciones después del arranque de la planta.

El resultado de este estudio es lo que llevó al desarrollo de "el ciclo de vida" de seguridad funcional y a implementar las normas internacionales de seguridad funcional tales como: la ISA S84.01 de 1996, la IEC 61508 de 1998 y la IEC 61511 del año 2003<sup>3</sup>.

Estas normas han sido actualizadas: En el año 2004 la norma ANSI/ISA S84.00.01 adoptó íntegramente la Norma IEC 61511 del año 2003. La norma IEC 61508 se ha actualizado en el año 2010.

Es así que, actualmente en la literatura técnica de Seguridad, encontramos términos comunes tales como:

- SIS, Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS, Safety Instrumented System)
- BPCS, Sistema de Control Básico de Proceso (BPCS, Basic Process Control System)
- SIF, Función Instrumentada de Seguridad (SIF, Safety Instrumented Function)
- SIL, Nivel de Integridad de Seguridad (SIL, Safety Integrity Level)
- PFD, Probabilidad de Falla en Demanda (PFD, Probability of Failure on Demand)
- SLC, Ciclo de vida de seguridad (SLC, Safety Life Cycle)
- FS, Seguridad Funcional (FS, Functional Safety)
- LOPA, Análisis de Capas de Protección (LOPA, Layers of Protection Analysis)

En una planta industrial, en un complejo petroquímico, se presentan situaciones de riesgo como consecuencia del almacenamiento, procesamiento y generación de sustancias peligrosas que tienen asociado un determinado nivel de riesgo. Un suceso incontrolado en estas instalaciones podría ocasionar efectos dañinos (térmicos, físicos y/o químicos) sobre las personas, bienes materiales y/o medio ambiente.

<sup>3</sup> ANSI/ISA-84.01, Application of Safety Instrumented Systems for the Process Industries, The Instrumentation, Systems, and Automation Society, Research Triangle Park, NC, 1996

IEC 61508, Functional Safety of Electrical, Electronic and Programmable Electronic Safety-related Systems, Part 1-7, Geneva: International Electrotechnical Commission, 1998

IEC 61511, Functional Safety: Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector, Parts 1-3, Geneva: International Electrotechnical Commission, 2003

ANSI: American Standards Institute (Normas con carácter de Ley en USA), IEC: International Electrotechnical Commission (Norma europea), ISA: Instruments, Systems and Automation Society (Norma Americana).

Por lo tanto, se exige criterios estrictos no solamente en el diseño de las instalaciones y equipos, también en la adopción de medidas de seguridad. La elaboración de un análisis de riesgos específico y aplicación de una o varias técnicas de identificación y evaluación de riesgos, derivarán en las medidas de seguridad o capas de protección a implementarse en las instalaciones industriales, entre ellas un **Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS)**.

Respondiendo a las preguntas iniciales:

Un SIS es una capa de protección de un complejo industrial, el cual una vez que detecta que una variable del proceso ha alcanzado un valor peligroso predeterminado, realizará las acciones correctivas para conducir el estado de las instalaciones a una condición segura. En caso que no se disponga de SIS en las instalaciones, o que se disponga de SIS pero éste no actúa o lo hace incorrectamente, entonces se generará en el proceso una situación de riesgo que finalmente puede provocar la ocurrencia de un accidente grave en las instalaciones.

### SIS, Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS, Safety Instrumented System)

Es un sistema compuesto por sensores, procesadores lógicos y elementos finales de control que tiene el propósito de implementar las funciones de seguridad necesarias para llevar al proceso a un estado seguro, cuando se han violado condiciones predeterminadas.

Las Figuras 2, 3 y 4 nos muestran un sistema instrumentado de seguridad y podemos decir que un sistema de control (BPCS) consta también de los mismos elementos, pero actúan de diferente manera: El sistema de control regula y controla el proceso, el sistema instrumentado brinda seguridad al proceso.



Figura 2. Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS)  
(Fuente: Referencias 7, Página 8 de 24)

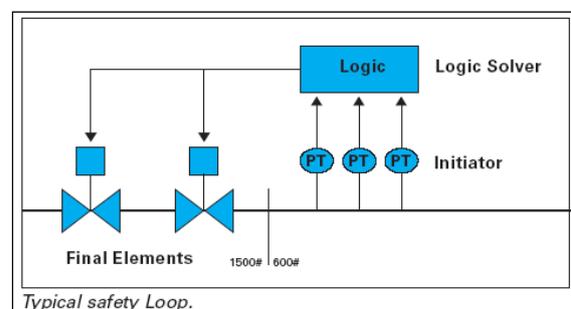


Figura 3. Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS)  
(Fuente: Referencia 13, Página 2 de 4)

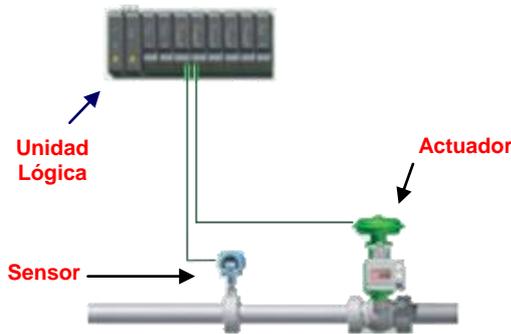


Figura 4. Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS)  
(Fuente: Referencias 11, Página 40 de 60)

El **sensor**, que generalmente es un transmisor de presión, o de nivel, o de temperatura, o de flujo, etc., continuamente mide la variable del proceso y envía una señal a la **unidad lógica** o controlador, o LOGIC SOLVER<sup>4</sup>, el cual “decidirá” si la señal recibida ha superado o no un valor predeterminado (que es el set point o punto de ajuste) y finalmente enviará una señal de corrección al **actuador** o elemento final de control, que generalmente es una válvula de control, una válvula de cierre rápido, o un pistón, o un servomecanismo, etc.

La diferencia está en la señal que va al actuador: En un BPCS, la señal actuará sobre la válvula para regular o controlar el proceso. En un SIS, la señal actuará sobre la válvula para brindar seguridad a las instalaciones, abriéndola o cerrándola totalmente de acuerdo al diseño del SIS. Otra diferencia es que la señal del SIS prevalece o tiene preferencia sobre la señal del BPCS, es decir, una vez que actúa la señal del SIS la señal del BPCS queda anulada.

En la Figura 3 se muestra un SIS con nivel de seguridad SIL 3, que se utiliza en un HIPPS<sup>5</sup> instalado en la Planta de Gas Natural Licuado de Pampa Melchorita de la empresa PERU LNG. Nótese la redundancia: tres transmisores de presión y dos válvulas de cierre rápido “shut off valves”.

Un SIS debe contar con el sello de certificación TÜV o la aprobación de FMR<sup>6</sup> o de otro organismo calificador que lo certifique y lo garantice como apto para la protección del proceso.

**BPCS, Sistema de Control Básico de Proceso (BPCS, Basic Process Control System)**

Es la capa de automatización que permite el control del proceso manteniendo las variables dentro de los valores normales de operación.

Es la primera capa de protección que se implementa en una instalación industrial y es considerada como una capa de protección NO SIS, que es totalmente independiente de un SIS, tal como se aprecia en la Figura 5.

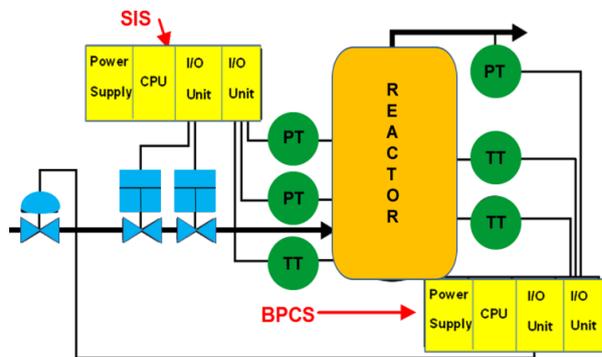


Figura 5. Ejemplo de SIS y BPCS  
(Fuente: Referencias 4, Página 15 de 157)

En la parte derecha de la Figura 5 se ha graficado el BPCS que consta de dos transmisores de temperatura y un transmisor de presión instalados a la salida del reactor y que envían señales al Logic Solver, el cual procesa los datos y envía una señal a la válvula de control para regular la entrada al reactor. Ante una desviación de la presión o temperatura del reactor, actúa la válvula de control para eliminar la desviación y estabilizar el proceso.

En la parte izquierda de la Figura 5 se ha graficado el SIS, que consta de dos transmisores de presión y un transmisor de temperatura instalados a la salida del reactor y que envían señales al Logic Solver, el cual procesa los datos y envía una señal a dos válvulas de cierre rápido “shut off valves”. Ante una desviación excesiva y peligrosa de la presión o temperatura del reactor, cierran las “shut off valves” para brindar seguridad a las instalaciones. Nótese la redundancia tanto en los sensores como en los actuadores, para brindar mayor confiabilidad al sistema.

**SIF, Función Instrumentada de Seguridad (SIF, Safety Instrumented Function)**

Es una capa de protección a ser implementada por un SIS con la finalidad de lograr o mantener el proceso en un estado seguro frente a un evento peligroso específico.

Se define también como un conjunto de acciones específicas y su equipo correspondiente, necesario para identificar un peligro sencillo y actuar para llevar al proceso a un estado seguro.

Una SIF es diferente a un SIS, el cual puede abarcar múltiples funciones instrumentadas de seguridad y actuar en múltiples formas para prevenir múltiples resultados peligrosos.

<sup>4</sup> LOGIC SOLVER o Solucionador Lógico, es un dispositivo electrónico de control que consta de un módulo de suministro de energía (power supply), una unidad central de proceso (CPU, central process unit) y una o más unidades de entrada/salida de datos (input/output unit). En un sistema de control (BPCS), se puede instalar un PLC o Controlador Lógico Programable.

<sup>5</sup> HIPPS, High Integrity Pressure Protection System, es un sistema instrumentado de seguridad (SIS), diseñado para cumplir con el nivel de seguridad SIL 3, de acuerdo a la norma ANSI/ISA S84.00.01 y IEC 61511. El propósito de un sistema HIPPS es el de proteger equipos e instalaciones aguas abajo contra una sobrepresión de gas, cerrando las válvulas “shut off” que lo aíslan de la fuente de esa sobrepresión.

<sup>6</sup> FMRC, Factory Mutual Research Corporation, organización certificadora americana conocida como FM.TÜV, (Technischer Überwachungs-Verein), organización certificadora alemana.

La Figura 6 nos muestra que un SIS puede tener múltiples SIF. Cada una de estas SIF es un lazo de seguridad que cuenta con los mismos elementos de un BPCS, y tiene un SIL (Nivel de Integridad de Seguridad) que puede ser diferente. Resulta incorrecto y ambiguo definir un único SIL para todo un SIS.

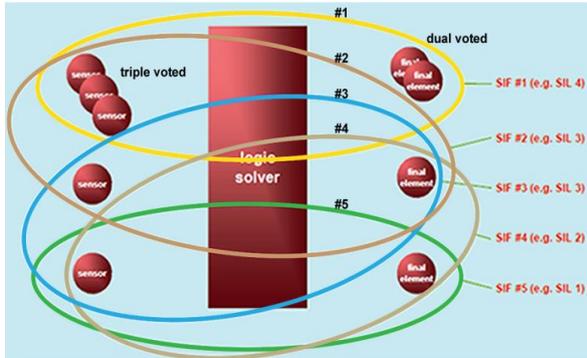


Figura 6. Funciones instrumentadas de seguridad (SIF) (Fuente: Referencia 9, Página 14 de 23)

**Ejemplos de SIF**

- Cierre del suministro de combustible a un horno, en caso de pérdida de llama.
- Suministro de enfriamiento de emergencia para reducir una temperatura excesiva.
- Apertura de una válvula para reducir el exceso de presión.
- Dirigir un derrame hacia el sistema de manejo de residuales.
- Activación de la alarma de fuego luego de producirse un incendio.
- Activación de mensajes de emergencia pregrabados para el equipo de respuesta ante emergencias.

**SIL, Nivel de Integridad de Seguridad (SIL, Safety Integrity Level).**

Es un nivel discreto para la especificación de los requerimientos de integridad de las funciones de seguridad a ser asignadas a los sistemas instrumentados de seguridad. Cada nivel discreto se refiere a la probabilidad de que un sistema referido a la seguridad realice satisfactoriamente las funciones de seguridad requeridas bajo todas las condiciones establecidas en un periodo de tiempo dado. Ver Figuras 7 y 8 y Tabla 1.

Safety Integrity Level	Probability of failure on demand, average (Low demand mode of operation)	Risk Reduction Factor
SIL 4	$\geq 10^{-5}$ to $< 10^{-4}$	100000 to 10000
SIL 3	$\geq 10^{-4}$ to $< 10^{-3}$	10000 to 1000
SIL 2	$\geq 10^{-3}$ to $< 10^{-2}$	1000 to 100
SIL 1	$\geq 10^{-2}$ to $< 10^{-1}$	100 to 10

Figura 7. Nivel de Integridad de Seguridad (SIL) (Fuente: Referencia 5, Página 5 de 29)

SIL	PFD	Fallo máximo aceptado del SIS
SIL 4	$\geq 10^{-5}$ to $< 10^{-4}$	Un fallo peligroso en 10000 años
SIL 3	$\geq 10^{-4}$ to $< 10^{-3}$	Un fallo peligroso en 1000 años
SIL 2	$\geq 10^{-3}$ to $< 10^{-2}$	Un fallo peligroso en 100 años
SIL 1	$\geq 10^{-2}$ to $< 10^{-1}$	Un fallo peligroso en 10 años

Figura 8. Nivel de Integridad de Seguridad (SIL) (Fuente: Referencia 7, Página 12 de 24)

Relación de índices SIL con probabilidad de fallo en demanda			
SIL	Consecuencias	Disponibilidad requerida (%)	PFD media <sup>2</sup>
4'	Daños catastróficos en el exterior	> 99,99	$10^{-5}$ - $10^{-4}$
3	Daños humanos en el interior y daños materiales en el exterior	99,90-99,99	$10^{-4}$ - $10^{-3}$
2	Daños materiales y posibles daños humanos en el interior	99,00-99,90	$10^{-3}$ - $10^{-2}$
1	Pequeños daños materiales en el interior	90,00 - 99,00	$10^{-2}$ - $10^{-1}$

Tabla 1.- SIL 4 es utilizado en plantas nucleares<sup>7</sup> (Fuente: Referencia 10, Página 2 de 5)

**PFD, Probabilidad de Falla en Demanda (PFD, Probability of Failure on Demand)**

Es un valor que indica la probabilidad de que un SIS falle al responder a una demanda, ésta es una condición o evento que requiere que el SIS lleve a cabo una acción apropiada para prevenir un evento peligroso. Se define también como la inversa del Factor de Reducción del Riesgo.

**Falla segura.** Es una falla que no tiene el potencial para poner el SIS en un estado dañado o en un estado de falla para funcionar.

**Fallas sistemáticas.** Son las fallas debido a errores (incluyendo equivocaciones y omisiones) en las actividades del ciclo de vida de seguridad, las cuales causan que el SIS falle bajo alguna combinación particular de entradas o bajo ciertas condiciones ambientales.

**Falla de causa común.** Es una falla resultado de uno o más eventos, causando fallas coincidentes de dos o más componentes separados conduciendo a la falla del SIS.

**Tasa de fallas.** Es la tasa promedio a la cual se espera que ocurran fallas en los componentes del SIS.

<sup>7</sup> Los accidentes ocurridos en las centrales nucleares de Chernobyl (26-04-1986), de Fukushima (11-03-2011) y tantos otros ocurridos, nos induce a pensar que en instalaciones nucleares no es suficiente un SIL 4. (<http://www.abc.es/agencias/noticia.asp?noticia=787767>).

**SLC, Ciclo de vida de seguridad (SLC, Safety Life Cycle)**

Es una metodología práctica que establece los pasos necesarios para alcanzar la seguridad integral de una planta industrial, definiendo la secuencia y documentación desde la etapa de concepción y diseño hasta la etapa de abandono de la misma.

La Figura 9, 10 y 11 muestra el ciclo de vida de seguridad funcional tal como se define en la IEC 61511 (o la ANSI/ISA 84.00.01-2004), el cual puede dividirse en tres fases:

**La fase de análisis** (resaltada en color azul claro), que está enfocada en la determinación y documentación de cuánta seguridad se requiere o se necesita. Orientada a resolver y evitar el 44% de los accidentes debido a especificaciones inadecuadas, que se indica en la Figura 1.

**La fase de ejecución o realización** (resaltada en color verde claro), que está enfocada en el diseño mismo y en la implementación del sistema, así como en la documentación del nivel de seguridad alcanzada con dicho diseño. Orientada a disminuir el 21% de los accidentes causados por errores y/o omisiones durante el diseño, la implementación, la instalación y la puesta en servicio, que se indica en la Figura 1.

**La fase de operación** (resaltada en color rojo claro), que está enfocada en las actividades y documentación necesaria para operar y mantener el sistema al nivel integral de seguridad original. Orientada a disminuir o eliminar el 35% de los accidentes que son causados por incorrecta operación o mal mantenimiento y cambios realizados después que el sistema ha sido puesto en servicio, que se indica en la Figura 1.

Todas las etapas del Ciclo de Vida de Seguridad deben ser debidamente fundamentadas y documentadas

El ciclo de vida de seguridad (SLC, Safety Life Cycle) permite comprender sistemáticamente lo siguiente:

- Entender el proceso en términos de peligros y riesgos.
- Trasladar estos peligros y riesgos en funciones de seguridad
- Implementar estas funciones de seguridad como sistemas de seguridad
- Planificar la realización, instalación, validación, operación, mantenimiento y reparación del sistema de seguridad.
- Actualizar el diseño de un sistema de seguridad o modificarlo de acuerdo a nuevas exigencias.
- Desmantelar el sistema de seguridad al llegar al fin de su uso.

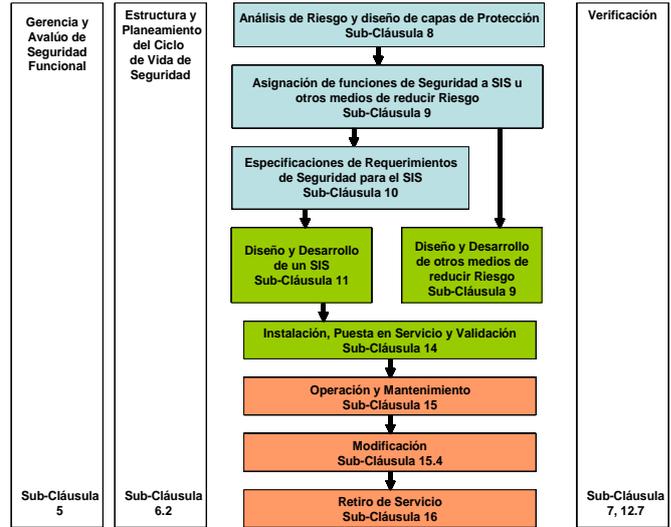


Figura 9: Ciclo de vida de seguridad funcional según norma IEC 61511 y ANSI/ISA 84.00.01 (Fuente: Referencias 6, Página 3 de 10)

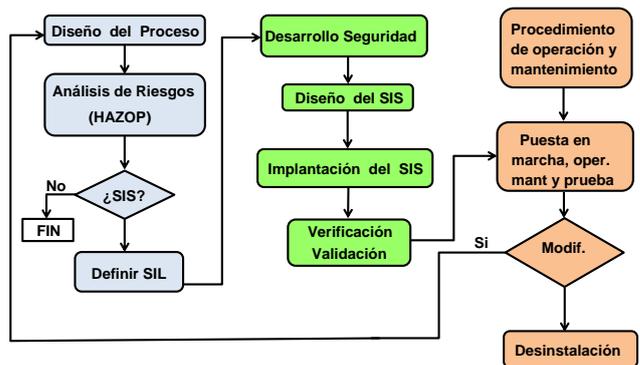


Figura 10: Ciclo de vida de seguridad (SLC) (Fuente: Referencia 10, Página 5 de 5)

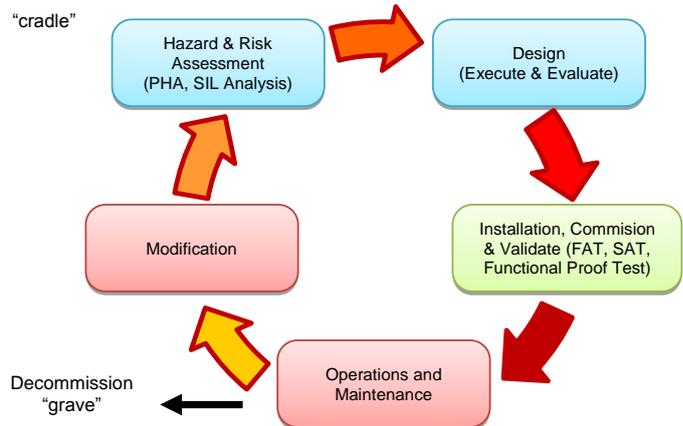


Figura 11: Ciclo de vida de seguridad (SLC) (Fuente: Referencia 12, Página 5 de 21)

**LOPA, Análisis de Capas de Protección (LOPA, Layers of Protection Analysis)**

Las capas de protección son sistemas de protección independientes que reducen el riesgo mediante el control, la prevención o la mitigación. Ver Figura 12 y 13.

Las medidas de seguridad o capas de protección más adecuadas a adoptar en las instalaciones se derivarán de la elaboración de un análisis de riesgos específico en las mismas, mediante la aplicación de una o varias técnicas de identificación de riesgos.



Figura 12: Capas de protección (Fuente: Referencias 8, Página 7 de 39)



Figura 13: Capas de protección (Fuente: Referencia 10, Página 1 de 5)

Existe una gran variedad de técnicas de identificación de riesgos, tal como se indica en la Tabla 2. La técnica de identificación seleccionada dependerá de los propósitos perseguidos con la identificación de riesgos, así como de los datos y recursos disponibles.

Tabla 2. Técnicas de identificación de riesgos	
Técnicas	¿Cuándo utilizarlas?
<ul style="list-style-type: none"> <li>Revisión de seguridad</li> <li>Lista de verificación</li> <li>Análisis preliminar de peligros</li> <li>Análisis de situaciones</li> <li>Estudio HAZOP</li> </ul>	Se usan en estudios de evaluación de peligros preliminares para proporcionar un panorama general de los riesgos existentes. Generalmente no consumen demasiado tiempo.
<ul style="list-style-type: none"> <li>What if?</li> <li>Lista de verificación</li> <li>Estudio HAZOP detallado y completo</li> <li>Análisis de evento y modo de fallo</li> </ul>	Se usan para desarrollar un análisis más detallado de los riesgos potenciales.
<ul style="list-style-type: none"> <li>Análisis de árbol de fallas</li> <li>Análisis de árbol de eventos</li> <li>Análisis causa-consecuencia</li> <li>Análisis de fiabilidad humana</li> </ul>	Se usan en combinación con el análisis cuantitativo de riesgos para establecer un alto nivel de detalle acerca de los riesgos. Generalmente se usan sólo para áreas u operaciones unitarias específicas.

(Fuente: Referencia 8, Página 20 de 39)

**FS, Seguridad Funcional (FS, Functional Safety)**

Primeramente debemos definir el término Seguridad, como la ausencia de riesgo de daño físico o de daño a la salud de las personas ya sea directa o indirectamente, como resultado del daño a la propiedad o al ambiente.

Seguridad Funcional es la parte de la seguridad que depende de un equipo o sistema que opera correctamente en respuesta a sus entradas, para reducir el riesgo a una magnitud tolerable.

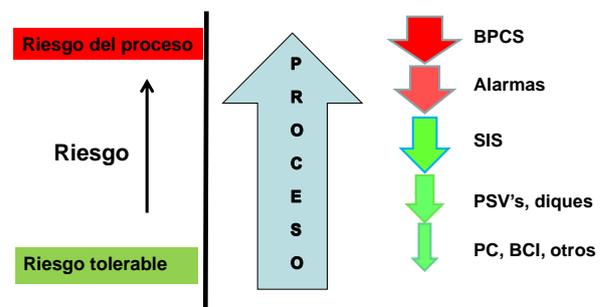


Figura 14 Esquema de reducción del riesgo (Fuente: Referencia 12, Página 9 de 21)

La Figura 14, nos indica que todo proceso tiene un riesgo inherente que generalmente es alto, el mismo que debe reducirse con las Capas de Protección que se indican a la derecha de la figura. La primera capa de protección viene a ser el diseño adecuado del proceso y de su sistema básico de control de procesos, seguido del sistema de alarmas con la intervención del operador. Pero esto es a veces insuficiente para reducir el riesgo a un rango tolerable y es entonces que se diseñan los sistemas instrumentados de seguridad.

## CONCLUSIONES

En una instalación industrial se presentan situaciones de riesgo como consecuencia del almacenamiento, procesamiento y generación de sustancias peligrosas que tienen asociado un determinado nivel de riesgo. Un suceso incontrolado en estas instalaciones podría ocasionar efectos dañinos sobre las personas, bienes materiales y/o medio ambiente.

Un SIS, Sistema Instrumentado de Seguridad, brinda seguridad y confiabilidad a la operación de un complejo industrial. En caso que no se disponga de SIS en las instalaciones, o que se disponga de SIS pero éste no actúa o lo hace incorrectamente, entonces se generará en el proceso una situación de riesgo que finalmente puede provocar la ocurrencia de un accidente grave en las instalaciones.

En este primer artículo se han presentado conceptos fundamentales de los Sistemas Instrumentados de Seguridad, Seguridad Funcional, Ciclo de Vida, etc., haciendo referencia a los estándares internacionales ISA y IEC que nos permiten exigir criterios estrictos en el diseño de las instalaciones y equipos así como en la adopción de medidas de seguridad; y que nos indican que un SIS debe contar con el sello de certificación TÜV o la aprobación de FMRC o de algún otro organismo calificador que lo certifique y acredite como apto para la protección del proceso según el nivel SIL que le corresponde a cada SIF.

Un próximo artículo tratará sobre selección y cálculo de SIL.

## REFERENCIAS

- 1 IEC 61508, Functional Safety of Electrical, Electronic and Programmable Safety-related Systems, Part 1-7, Geneva: International Electro Technical Commission, 2010.
- 2 IEC 61511, Functional Safety: Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector, Parts 1-3, Geneva: International Electro Technical Commission, 2003.
- 3 ANSI/ISA S84.00.01-2004, Functional Safety: Application of Safety Instrumented Systems for the Process Industries. The International Society of Automation, Research Triangle Park, NC, 2004.
- 4 Ingeniería de Seguridad Funcional, Curso I y II. EXIDA.
- 5 IEC 61508-Overview Report, Version 2.0, January 2, 2006. EXIDA,
- 6 Automatización del Ciclo de Vida de un SIS, L. M. García. CFSE - GPSI Group, Presented at ISA Safety Symposium, Madrid - Spain - June, 2005
- 7 Seguridad funcional en la instrumentación de procesos con clasificación SIL. Siemens, Process Automation AG-2007
- 8 Sistemas Instrumentados de Seguridad (SIS), Joan J. Garcin - Dpto. Ing. de Mantenimiento BASF Española, 04-07-2007.
- 9 Practical Implementation of IEC 61508, Yokogawa TI48A02D00-E00-N, September 2003
- 10 Seguridad funcional en plantas de proceso, Gabriela Reyes Delgado y Victoriano Macías Jaén, Dpto. Seguridad Industrial Inerco. Publicado en OILGAS, Mayo 2005
- 11 Riesgo, Seguridad Funcional, SIL. Héctor Gallegos Juez, Gerente Seguridad Industrial ITSEMAP, publicado por Fundación MAPFRE, Diciembre 2009.
- 12 Sistemas Instrumentados de Seguridad (SIS) y Nivel de Integridad de Seguridad (SIL), Jenniffer L. Bergstrom, Process Engineering Associated LLC, September 2009.
- 13 Considerations in designing HIPPS, Willem-Jan Nuis, Rens Wolters, Mokveld Valves, Gouda, The Netherlands. July 2004.