



Por *Ing. Juan Carlos Spini* (Camuzzi Gas)

Un análisis de la NAG 100/2016 y los detalles que debe contener su informe, con miras a identificar causas, y evaluar y cuantificar riesgos para preparar planes de emergencia, entre otras acciones.

Introducción

La Adenda 2 de la norma NAG 100 de 2016 requiere la realización de un Estudio de Evaluación de Seguridad de las líneas de transmisión que operan a más del 30% de la tensión de fluencia mínima especificada sobre la base del esquema que se muestra en la figura 1.

El informe debe contener suficientes detalles de forma que permita:

Soluciones adoptadas por Camuzzi a la problemática del análisis de riesgo cuantitativo de gasoductos

1. Sustentar la toma de decisiones que permitan disminuir el nivel de riesgo de las instalaciones a través de medidas de mitigación y control.
2. Identificar todas las causas primarias y secundarias que pueden causar una falla de la línea.
3. Cuantificar y evaluar los riesgos derivados de estas causas.
4. Comparar los niveles de riesgos del ducto con los criterios de tolerancia de riesgo individual y social definidos por la empresa operadora, los cuales como mínimo deben cumplir con el criterio ALARP.
5. Evaluar las distancias de seguridad a lo largo de la traza.
6. Preparar planes de emergencia y contingencias.

Para cumplir con los puntos anteriores se deben ejecutar las siguientes acciones y cálculos:

1. Definir el alcance y recopilar los datos.
2. Identificar las causas de falla o peligros.
3. Evaluación inicial de los peligros identificados.

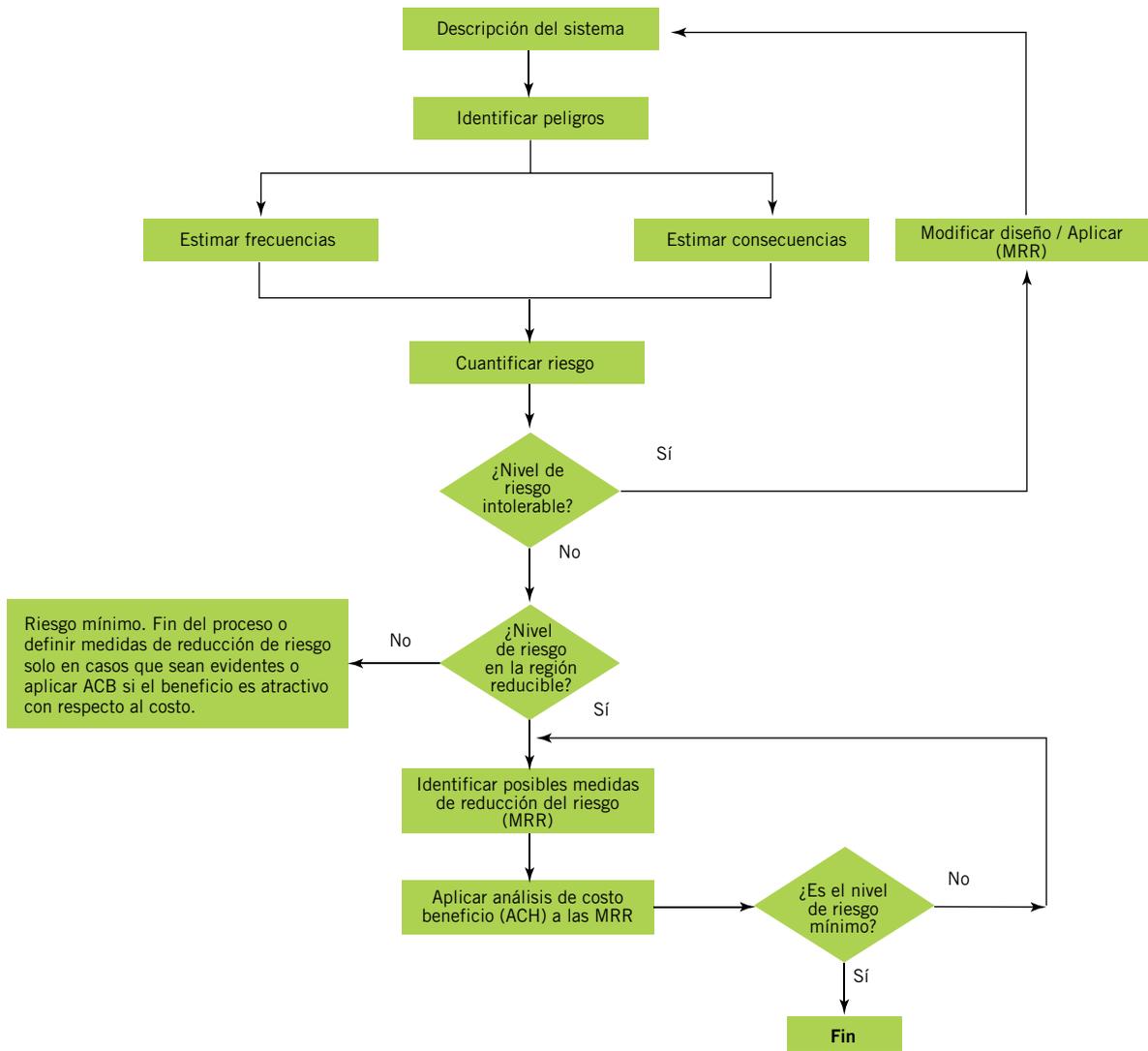


Figura 1.

4. Predicción de la probabilidad de falla.
5. Predicción de consecuencias.
6. Estimación de daño.
7. Cálculo de riesgos.
8. Evaluación del riesgo.
9. Mitigación del riesgo.

Para cumplir con lo descrito la norma propone una documentación de referencia de origen europeo como:

- Norma Europea EN 14161:2011 “Industrias del petróleo y del gas natural. Sistemas de transporte por tuberías. (ISO 13623:2009 modificada)”. Anexo A: *Safety evaluation of pipelines*.
- Norma IGEM/TD/1 “Steel pipeline and associated installations for high pressure gas transmission”.
- Norma IGEM/TD/2 “Application of pipeline risk assessment to proposed developments in the vicinity of high pressure Natural Gas pipeline”.
- British Standard PD 8010 “Code of practice for pipelines - Part 3: Steel pipelines on land - Guide to the application of pipeline risk assessment to proposed developments in the vicinity of major accident hazard pipelines containing flammables”.

En estas referencias y, particularmente en la Norma IGEM/TD/2, “Application of pipeline risk assessment to proposed developments in the vicinity of high pressure Natural Gas pipeline”, que en adelante identificaremos como IGEM/TD/2, se señala que se deben identificar las causas de falla, evaluar los peligros identificados, predecir una probabilidad de falla, predecir las consecuencias, estimar el daño y calcular el riesgo individual y societario.

Existen varias maneras de realizar una evaluación de riesgo. Hay técnicas cualitativas, pero en particular la IGEM/TD/2 y la NAG-100 Adenda 2016 Apéndice G20, que en ella se inspira, solicitan técnicas cuantitativas de evaluación del riesgo QRA (*Quantified Risk Assessment*). Entre ellas la más común y aceptada implica lograr una probabilidad de falla y con ella un cálculo de riesgo. Entre los modelos utilizados para lograr estas dos cosas, el más usado para llegar a calcular la probabilidad de falla es el Análisis del Árbol de Fallas (FTA *Fault Tree Analysis*) y para las consecuencias el Análisis del Árbol de Eventos (ETA *Event Tree Analysis*). Con ambos se puede calcular el riesgo.

Utilizar un modelo para cada caso y combinarlos da lugar a un modelo mucho más rico Bow-Tiemod, que permite

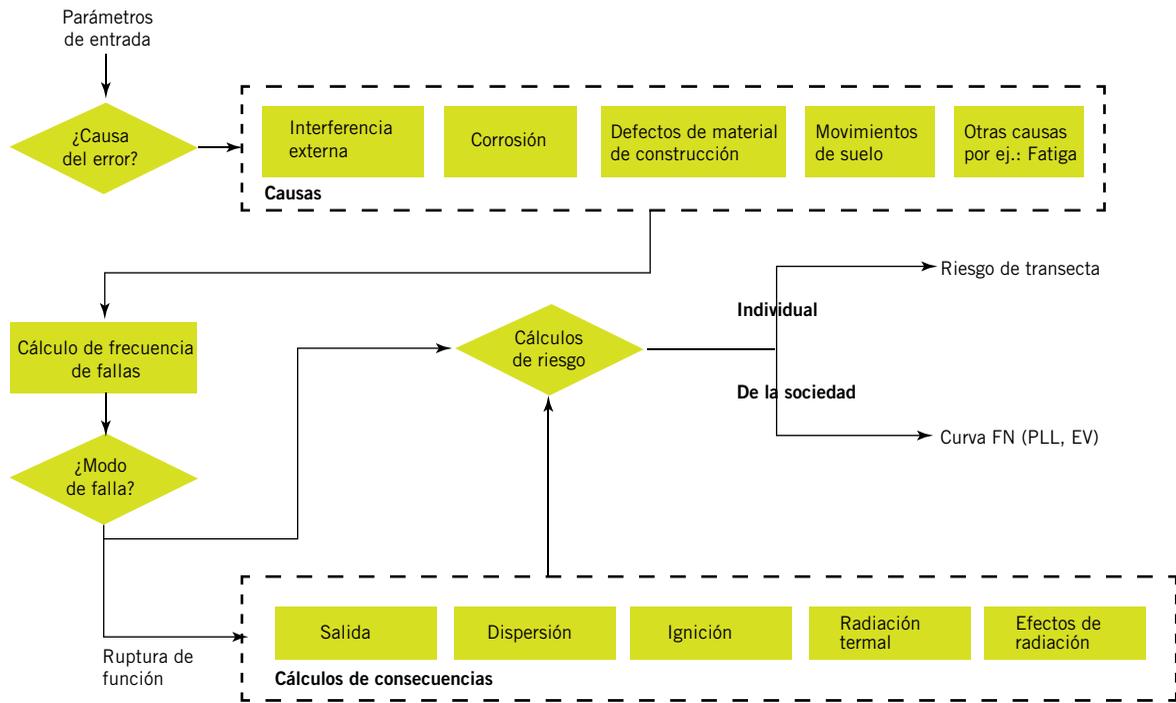


Figura 2. Las etapas que pueden ser desarrolladas por FTA y luego ETA para llegar al cálculo de riesgo.

realizar diversas variantes estadísticas más complejas con el fin de obtener información relevante. A continuación, vamos a usar el FTA para la probabilidad de falla y el ETA para las consecuencias en tanto que ambas normas, aún sin fijar

un modelo específico, se muestran orientadas hacia esos modelos. De esta manera, las etapas del análisis de riesgo desarrolladas por IGEM/TD/2 se muestran en la figura 2, donde se observan bien diferenciadas las dos etapas que pueden ser

desarrolladas por FTA y luego ETA para llegar al cálculo de riesgo. La figura fue extraída de la IGEM/TD/2.

En cualquier caso, es preciso tener como punto de partida los datos necesarios para todo cálculo posterior. Entre ellos no deben faltar:

- Geometría de la tubería: diámetro externo y espesor de pared.
- Propiedades del material de la tubería: grado, tensión de fluencia mínima especificada, tenacidad o valor de energía al impacto Charpy.
- Parámetros operacionales de la tubería: máxima presión de operación (MOP), temperatura, período de cierre (*shutdown*) de la tubería y condiciones límites.
- Detalles de localización que incluyan:
 - Largo y traza de la tubería a ser evaluada.
 - Tipo de área (rural, suburbana, urbana).
 - Profundidad de tapada.
 - Medida de protección adicional de la tubería (por ejemplo, losas de hormigón).
 - Detalles de demarcación de la tubería sobre y bajo suelo.
 - Categorías de las edificaciones en la vecindad de la tubería y la distancia a la misma.
 - Niveles de población y ocupación dentro de la zona de influencia directa de la tubería.
 - Detalles de los cruces de rutas o vías férreas, que incluya densidad de tráfico.
 - Cruces de ríos.
 - Propiedades físicas del gas transportado, con información para caracterizar el comportamiento de la presión, volumen y temperatura del gas en todo el rango de condiciones relevantes para el análisis.
 - Condiciones atmosféricas, velocidad y dirección del viento.

FTA (Fault Tree Análisis)

Para iniciar el FTA se deben identificar las causas de falla o de peligro, el código ASME B31.8S Sección 2, allí las clasifica como:

- a) Dependientes del tiempo (corrosión en todas sus variantes: externa, interna, corrosión bajo tensión (SCC *stress corrosion cracking*)).
- b) Estáticas o residuales (defectos de fabricación o construcción).
- c) Independientes del tiempo (daño por terceros, fuerzas externas naturales).
- d) Error humano (error de operación).

En la norma NAG 100 Adenda 2016 Apéndice G20 identifica como causas de falla o peligro y, por lo tanto, como amenaza a:

- a) Interferencia externa (daño por terceros),
- b) Corrosión (interna, externa, SCC, inducida por AC (*alternatcurrent*) o DC (*directcurrent*)).
- c) Defectos de construcción en la línea o en los materiales utilizados.
- d) Movimientos de suelo y otras causas, como fatiga, errores operacionales, etc.

En la norma IGEM/TD/1 “Steel pipeline and associated installations for high pressure gas transmission”, en adelante IGEM/TD/1, en su Apéndice 3 Risk Assessment Techniques, señala como causales de falla más probables: daño por terceros, corrosión interna y externa, defectos de soldadura de costura, defectos de soldaduras circunferenciales de empalme, SCC, fatiga, movimiento de suelo, problemas del material del tubo, causas externas naturales (terremoto, inundación, rayos), defectos en válvulas y acoples, errores operacionales, errores de diseño, defectos de construcción o combinación de los anteriores.

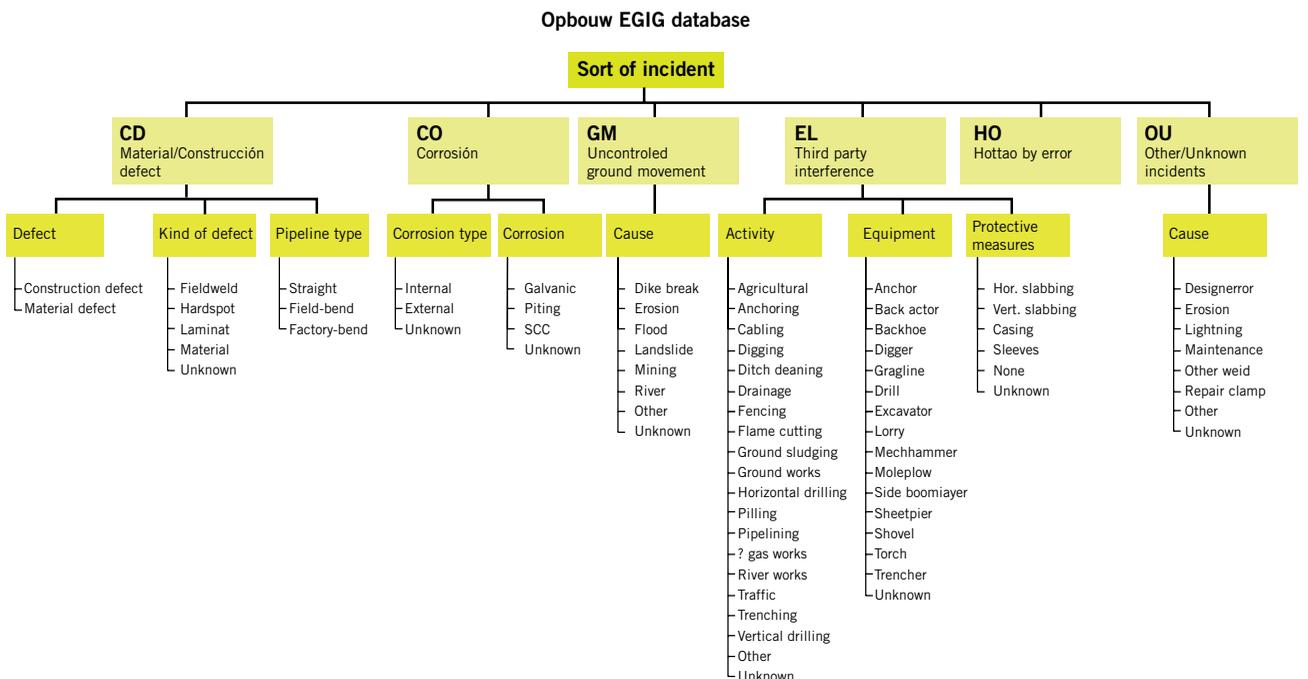


Figura 3.

Recapitulando lo expuesto hasta aquí, las causales de falla pueden ser múltiples e incluso puede haber otras no especificadas en los listados anteriores; de todas formas, al momento de realizar la evaluación del riesgo es necesario asignar una probabilidad de falla a cada una para obtener la probabilidad de falla total. Todas las normas incluyen aproximadamente los mismos tipos de falla básicas, por lo tanto, cualquier árbol de fallas debe incluirlas. En cada caso particular de análisis, se debe estudiar inicialmente si cada tipo de falla puede ocurrir en ese caso en particular; a manera de ejemplo la corrosión bajo tensión SCC requiere condiciones particulares para que aparezca el fenómeno. Solo una información muy detallada de la línea y el ambiente permite descartar algunas de las causales. Sin embargo, hay causales que aparecen de manera reiterada en los eventos de fallas y es ineludible su consideración.

Una vez tomada la decisión de seguir la IGEM/TD/2, el árbol de fallas tendrá 5 casilleros principales, como se mostró en la figura 2. Estos serán desarrollados en subcasilleros correspondientes a cada caso según la norma citada. A modo informativo, en la figura 3 se muestra como toma las causas EGIG para su estadística de eventos. Esta división se corresponde con los casilleros de un árbol de fallas, para los casilleros principales es el mismo que el presentado en IGEM/TD/2.

Desarrollo

Como se puede apreciar, el análisis de riesgo cualitativo de una cañería es una tarea compartida con las áreas de Ingeniería o de Integridad y de Seguridad y Medio Ambiente.

A continuación, desarrollaremos cada casillero del árbol de falla de la figura 2 en busca de la probabilidad de falla. Debemos señalar que la IGEM/TD/2 contempla una serie de factores de reducción de riesgo respecto de la frecuencia histórica que aparece en la estadística de UKOPA, estos factores están basados en estudios y tests que se hallan referenciados en la IGEM/TD/2, así como el análisis de los datos históricos. Los factores de reducción siempre operan como factores multiplicativos de la frecuencia histórica asignada al casillero o subcasillero bajo análisis, reduciendo de esta manera la probabilidad de falla.

Daño por terceros

Históricamente el daño por terceros es el causal más importante de falla en las tres estadísticas más importantes (UKOPA, EGIG NTSB). El problema es la configuración de nuestro sistema de transmisión se ajusta más al modelo de los Estados Unidos que al europeo y las estadísticas provienen de Europa. La comisión de Integridad del IAPG está desarrollando una estadística local.

Corrosión

Dentro de corrosión hay varios fenómenos que darán lugar a subcasilleros, entre los principales encontramos corrosión externa, corrosión interna, SCC y corrosión inducida por corriente DC o AC.

Defectos del material y/o de construcción

En este punto, la Comisión de Integridad del IAPG está trabajando en la obtención de datos nacionales que nos permitan tener valores de frecuencia de ocurrencia más representativos de nuestra realidad. Actualmente se utilizan los datos que aportan las estadísticas europeas.

Movimiento de suelo

IGEM/TD/2 recomienda un estudio específico en cada localización acerca de la susceptibilidad al deslizamiento del suelo para poder evaluar el riesgo. El número de incidentes de deslizamiento de suelo, según la susceptibilidad en el Reino Unido, es presentado en la figura 4. La probabilidad de falla se compone del producto de este número por un índice de supervivencia al evento.

$$P_{sm} = NID * VS$$

Psm: probabilidad de falla por movimiento de suelo

NID: número de incidentes de deslizamiento $-N^{\circ}/(1000 \text{ km}^2 \cdot \text{año})-$.

VS: valor de supervivencia

Otras causas

La probabilidad de falla debida a otras causas debe ser evaluada para cada tubería específica, señala IGEM/TD/2. Entre ellas sobrepresión, fatiga y otras están contempladas juntas en la estadística de UKOPA que presenta una frecuencia de $0,063/(1000 \text{ km}^2 \cdot \text{año})$ con casos solo de pérdida. De ellos, el 62,5% corresponden a tuberías anteriores a 1970, por lo que se recomienda para las tuberías más nuevas un valor de $0,023/(1000 \text{ km}^2 \cdot \text{año})$.

Probabilidad de falla

Con la probabilidad de falla obtenida de las frecuencias de falla según lo visto se puede avanzar hacia el tratamiento de las consecuencias. Es importante resaltar que para avanzar es necesario tener una probabilidad para ruptura y otra para pérdida pues el tratamiento de las consecuencias se separa. Este tema aplica criterios de mecánica de fractura que forma parte de la problemática de integridad de conductos. Es importante, entonces, recordar que esto implica que hay un tamaño crítico de defecto en el que se produce la ruptura, es decir que el tamaño crítico gobierna el cambio de pérdida a ruptura. El área de la superficie por la que se escapa el gas a alta presión en un defecto planar de tamaño crítico puede estimarse con un tamaño de orificio equivalente, que es el que produciría la máxima proporción de escape de gas en pérdida antes de la transición a la ruptura.

ETA Event Tree Analysis

El árbol de eventos de las consecuencias de una pérdida o ruptura de tubería se construye estableciendo los escena-

rios posibles. Las consecuencias posibles son bola de fuego (*Fireball*), chorro de fuego (*Jet fire*), explosión de nube de vapor confinada (*Confined Cloud vapor explosión*), explosión de nube de vapor libre (*Unconfined Cloud vapor explosión*) fuego repentino (*Flash fire*). Dado que el gas natural es más liviano que el aire y flota, por eso se considera que el fuego repentino (*Flashfire*) no es posible y de la misma manera si no hay construcciones que puedan confinar el gas se considera que no puede formarse una nube de vapor capaz de explotar. Es por ello que, en general, se descartan estos casos, pero atención que existe un antecedente de este último (Alabama, 1999) y hay que prestar particular atención cuando tenga un jet de gas en dirección a una construcción muy cercana. Respecto de una explosión de nube de vapor libre, se considera que su influencia es menor y en todo caso es la radiación térmica instantánea y posterior la presenta un peligro y no la onda de presión que puede generar.

En particular IGEM/TD/2 considera que en casos de ruptura se produce un fuego tipo cráter, consistente en dos chorros (*jet*) de gas opuestos salientes de cada extremo libre del tubo roto que se enfrentan generando un fuego que evoluciona verticalmente debido a las características del gas natural respecto del aire. Considera que están ambos chorros (*jets*) alineados, salvo quizás en una curva donde pueden desalinearse y deben ser considerados como independientes. Este caso de fuego en cráter puede ser precedido por una bola de fuego (*Fireball*) inicial que tiene forma de hongo. En los casos de pérdida estable que el escenario es siempre el del chorro de fuego (*Jetfire*).

En la figura 4 se muestra el árbol de ETA que propone la IGEM/TD/2, también utilizado por otros analistas que es el que usaremos. El árbol de ETA distingue entre pérdida y ruptura, luego ignición o no y luego instantánea o no,

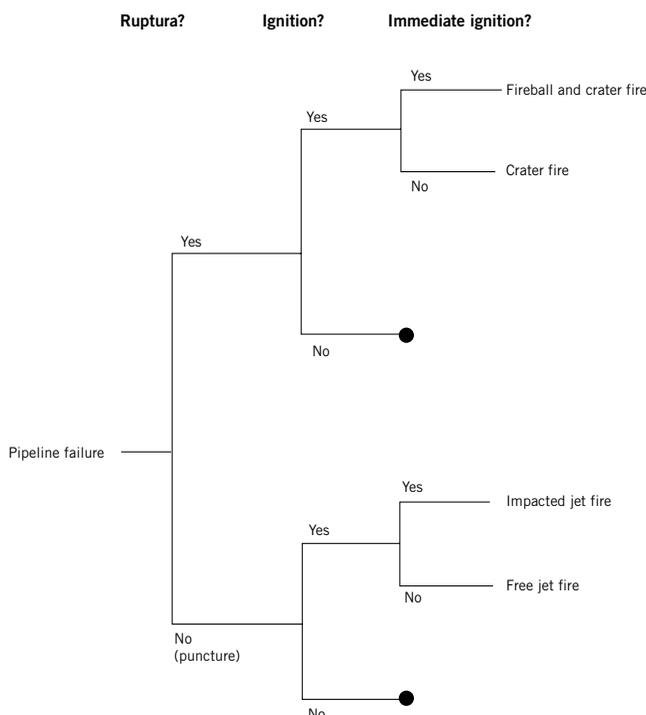


Figura 4.

dando lugar a los escenarios considerados. La duración de la bola de fuego se estima en 30 segundos para luego ingresar en la etapa de fuego en cráter, por ello se considera que una ignición demorada es aquella que tarde un tiempo igual o mayor a 30 segundos. La norma considera como causa principal del daño a las personas y construcciones, en todos los escenarios, a la radiación térmica descartando la liberación de energía de la sección inicial fracturada, la onda de presión generada por la combustión inicial (ignición inmediata) y el impacto de los desprendimientos generados por los fragmentos del tubo o del suelo circundante. También señala que debe incorporarse la velocidad y la dirección del viento en el análisis de sitios específicos, ya que puede redirigir la pluma de fuego hacia direcciones particulares afectando a la población de manera no uniforme. La humedad relativa ambiente, que afecta la porción de la radiación térmica que absorbe la atmósfera, también debe ser considerada.

Probabilidad de ignición

El objeto del FTA es la obtención de las probabilidades de falla por ruptura o por pérdida. Ambos valores son los datos de entrada del ETA pues las consecuencias dependen del tipo de falla. Para el cálculo de la probabilidad de ignición además son necesarios la presión de operación el diámetro externo del tubo y el diámetro del orificio. La IGEM/TD/2 señala que el estudio de casos históricos, para el caso de ruptura, marca que la probabilidad aumenta con la presión de operación y el cuadrado del diámetro del tubo y propone:

$$P_{igr} = 0,0555 + 0,0137 * p * d^2 \text{ para } 0 \leq p * d^2 \leq 57$$

$$P_{igr} = 0.81 \text{ para } p * d^2 \geq 57$$

donde

P_{igr} es la probabilidad de ignición en ruptura

P es la presión de operación (bar)

D es el diámetro de la tubería (m)

La fórmula precedente es para cualquier ignición por ruptura. En el caso de ignición demorada (no instantánea) se debe elegir el tiempo de demora, que en IGEM/TD/2 asigna en 30 segundos y en ese caso la probabilidad de ignición se distribuye en partes iguales con un factor multiplicativo de 0,5 para instantánea y 0,5 para no instantánea.

En el caso de pinchaduras que producen pérdidas, vale el mismo formato de la fórmula, pero donde d será el diámetro del orificio de pérdida y el coeficiente de $p * d^2$ va dividido por 2 debido a que la fórmula, al corresponder a ruptura, considera dos fuentes (ambos extremos fracturados) mientras que el orificio de pérdida es una sola. La probabilidad de ignición por pérdidas entonces usa dicha fórmula corregida hasta que alcanza el valor 0,44 a partir del cual se considera constante. No hay diferencias entre ignición instantánea o no instantánea.

Hemos seguido la recomendación de IGEM/TD/2, pero son posibles otras, por ejemplo, recurrir a valores históricos puros como los de HSE que da probabilidades de ignición inmediata 0,25, de ignición demorada 0,1875 y de no ignición 0,5625.

Caudal másico de escape

Todas las consecuencias de una falla van a ser dependientes del caudal másico de gas que escapa, ya sea por la ruptura o por el orificio de pérdida. Por eso es primordial establecer este caudal. El caudal másico de escape es dependiente del tiempo, debido a la localización de la falla, por ejemplo, si está cercana o lejana de la válvula de bloqueo de línea o de la estación compresora. Inicia con un pico transitorio de caudal para caer en $\xi \left(\frac{p^0}{p} \leq \left(\frac{2}{\gamma+1} \right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}} \right)$, fracción del caudal pico en que constituye el caudal estacionario de escape de gas.

Para las presiones consideradas en las líneas de transmisión el flujo a través de orificios es sónico (

con p^0 presión atmosférica, p presión de operación).

El caudal pico inicial asumiendo un flujo sónico es:

$$Q_{\text{peak}} = \frac{\pi d^2 \alpha}{4} \sqrt{\gamma \rho_0 p_0 \left[\frac{2}{\gamma+1} \right]^{\gamma+1/\gamma-1}}$$

Donde d es el diámetro de la tubería, α es el cociente adimensional entre el área del orificio y la sección transversal del tubo, γ es el cociente de calores específicos del gas, ρ_0 es la densidad de estancamiento en la condición de operación y p_0 es la presión de estancamiento en la condición de operación.

El caudal en régimen estacionario asumiendo flujo estrangulado será:

$$Q_{\text{steady-state}} = \frac{Q_{\text{peak}}}{\sqrt{1 + (4\alpha^2 f_F L/d)(2/\gamma + 1)^{2/\gamma-1}}}$$

Donde f_F es el factor de fricción de Fanning y L es la distancia del punto

$$C = \max \left[0.3, \frac{1}{\sqrt{1 + 4\alpha^2 f_F L/d(2/\gamma + 1)^{2/\gamma-1}}} \right]$$

de liberación del gas hasta la estación compresora.

Durante el transitorio, el caudal decae del valor pico al estacionario. La probabilidad de muerte causada por la radiación en esta etapa se puede estimar modelando el caudal del régimen transitorio como un caso estacionario con un caudal efectivo CQ_{peak} que es una fracción del valor pico. A menudo se toma un factor C de 0,3 que es según los estudios conservativo; sin embargo, algunas veces aparece un valor mayor por lo que se eligió el criterio. Entonces

$$Q_{\text{eff}} = C Q_{\text{peak}}$$

Luego si $\gamma = 1.42$ para el gas natural, la densidad a una atmósfera $\rho = 0,68 \text{ Kg/}$

m^3 y el factor de Fanning para acero $f_F = 0,0026$ queda para zonas cercanas a la estación compresora.

$$Q_{\text{eff},i} = \frac{1.783 \times 10^{-3} A_P \alpha_i p_0}{\sqrt{1 + 4.196 \times 10^{-3} \alpha_i^2 L/d}}, \alpha_i^2 \frac{L}{d} \leq 2410$$

Y para zonas lejanas

$$Q_{\text{eff},i} = 5.349 \times 10^{-4} A_P \alpha_i p_0, \alpha_i^2 \frac{L}{d} > 2410$$

Donde A_P es el área transversal del tubo, α^i es la relación adimensional de área del orificio i respecto de la sección transversal del tubo y el resto es como antes. La condición que figura a la derecha de ambas ecuaciones es la que fija la aplicabilidad de las mismas.

Radiación térmica, radios de mortalidad y longitud fatal

Una vez obtenidos los caudales máxicos producidos por las fallas podremos determinar cómo es la irradiancia térmica. La radiación térmica es máxima en la superficie de las flamas y va disminuyendo con la distancia a medida que decrece el factor de visión y además se va absorbiendo por la atmósfera. Hay dos modos de estimar la irradiancia el del Factor de Visión que asume una potencia emisiva en la superficie de la flama y el método de Fuente Puntual que asume que la energía es emitida desde una (o varias) fuente puntual en el interior de la flama. Este último es el más sencillo de implementar y se usará aquí, aun cuando para el Fireball se utiliza normalmente el otro.

La dosis de radiación térmica tdu se define como

$$tdu = I^{4/3} * t$$

donde I es la irradiancia de radiación térmica (KW/m^2) y t es el tiempo (s)

La irradiancia determinada por el método de fuentes puntuales se puede obtener de la API RP 521 como

$$I = \frac{\eta \tau_a Q H_c}{4\pi r^2}$$

Donde Q es el caudal máxico, H_c es el calor de combustión del gas, r la distancia radial desde el fuego al sitio de interés, η es el cociente entre calor irradiado y calor total liberado por el fuego y τ_a es la trasmisividad de la atmósfera. El calor de combustión de gas natural a temperatura ambiente es $H_c=5,002*10^7 J/Kg$, la fracción η es 0,2 para el metano y la trasmisividad puede suponerse 1. Esta última suposición es conservativa, ya que la trasmisividad atmosférica depende de la cantidad de la humedad relativa ambiente H y de la presión de vapor de agua saturada P_w .

$$\tau_a = 2,02(P_w * H * r)^{-0,09}$$

IGEM/TD/2 4.7.2 señala que utiliza un nivel de 1800 tdu como dosis, a la cual hay un 50% de probabilidad de muerte que es el usual en análisis de riesgo con hidrocarburos. Pero señala que para población con limitaciones (hospitales, escuelas, geriátricos, etc.) se debe utilizar un nivel correspondiente al 1%. También explica que es conveniente parear el cálculo con el que hace HSE (IGEM/TD/2 A.3.1.8.c) donde utiliza 1000 tdu como dosis peligrosa. HSE considera (IGEM/TD/2 A3.2.3) que una persona escapando se mueve a 2,5 m/s y alcanzará refugio a una distancia de 75 m en una zona tipo R y de 50 m en una zona tipo S siempre que la dosis no exceda los 1000 tdu.

HSE también supone que toda persona dentro de una región tal que su temperatura provoca la ignición espontánea de la madera morirá y que las edificaciones por fuera de este límite protegen a las personas de la *fireball*, pero no de la radiación del cráter *fire* durante su escape. También asume que el habitante de una casa está allí 100% del tiempo y se halla dentro de la casa 90% del tiempo de día y 99% de noche. Allí también HSE da valores para el caso *fireball*, considera que irradia $270KW/m^2$ si tiene una masa de menos de 125 toneladas y $200KW/m^2$ si la masa es mayor a 125 toneladas.

Para el cálculo de las distancias de muerte al fuego hay dos métodos, el método del Criterio de Víctimas y el método de la *Probit equation*. Se utilizará este último. La probabilidad de muerte es

$$P = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{Pr-5} e^{-s^2/2} ds$$

Donde el argumento de la función es la probabilidad unitaria Pr que caracteriza la relación dosis-efectos entre las dosis de calor y la categoría muerte.

$$Pr = a + b * \ln(D)$$

Donde a y b son constantes empíricas que reflejan el peligro específico de la amenaza estudiada y la susceptibilidad específica de los receptores, mientras que D es la dosis durante un dado tiempo de exposición.

Para la mortalidad de una persona por efecto del calor se puede expresar como

$$Pr = -14.9 + 2.56 \ln \left(\frac{I t^{4/3}}{10^4} \right)$$

Donde t es el tiempo de exposición y I es la irradiancia en el sitio de interés (en el sistema de unidades MKS). El tiempo de exposición recomendado es 30 segundos en coincidencia con las consideraciones de HSE. La *Probit equation* para *jetfire* queda

$$Pr = 16.61 + 3.4 \ln \left(\frac{Q}{r^2} \right)$$

Donde r es simplemente la distancia del fuego al sitio de interés.

Luego al conocer el caudal determinamos la probabilidad de muerte en un sitio dado.

De acuerdo con el nivel de muertes probables tolerados habrá radios, respecto de la ubicación del fuego, cuyo valor

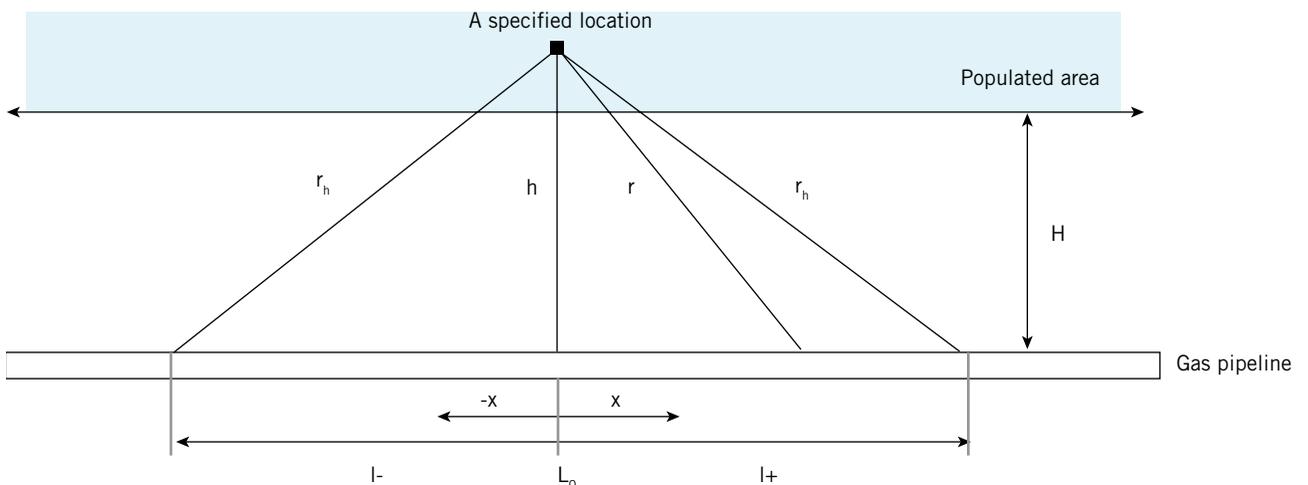


Figura 5.

delimitan la zona en cuyo interior el número de muertes probables será mayor al tolerado. En general, hay dos zonas importantes que responden a los criterios antes desarrollados, la de 50% de mortalidad y la de 1% de mortalidad.

La ecuación aceptada para el radio de más de 1% de mortalidad es

$$r_h = 10.285\sqrt{Q_{eff}}$$

Con ella se pueden definir la longitud de interacción l_{\pm} que es la longitud de tubería que puede comprometer, en este caso con más del 1% de probabilidad, la vida de alguien ubicado a distancia h del tubo como se muestra en la figura 5.

$$l_{\pm} = \pm\sqrt{106Q_{eff} - h^2}$$

En modelo aproximado alternativo utiliza, para los valores de Pr correspondientes los rangos 99%, 50% y 1% de probabilidad de muerte, los valores 7,33, 5 y 2,67, respectivamente. Con ellos obtiene

$$r_{i,99} = \sqrt{15.3Q_{eff,i}}$$

$$r_{i,50} = \sqrt{30.4Q_{eff,i}}$$

$$r_{i,1} = \sqrt{60.3Q_{eff,i}}$$

Con ellas y utilizando la parte real de un número complejo se obtienen

$$l_{i,100-99} = 2\sqrt{Q_{eff,i}Re} \left[\sqrt{15.3 - \bar{h}_i^2} \right]$$

$$l_{i,} = 2\sqrt{Q_{eff,i}Re} \left[\sqrt{30.4 - \bar{h}_i^2} - \sqrt{15.3 - \bar{h}_i^2} \right]$$

$$l_{i,50-1} = 2\sqrt{Q_{eff,i}Re} \left[\sqrt{60.3 - \bar{h}_i^2} - \sqrt{30.4 - \bar{h}_i^2} \right]$$

Donde $\bar{h}_i = h/\sqrt{Q_{eff}}$ y h es la distancia del tubo al sitio de interés $l_{i,a-b}$ es la longitud de interacción del caño que provoca una mortalidad entre a% y b%. La probabilidad de muerte promedio de cada una de estas zonas es 1; 0,816 y 0,156.

La longitud fatal, en tramo de tubería se define como

$$L_{FL} = \int_{l_c}^{l_a} P_i dL$$

Donde P_i es la probabilidad de muerte del suceso que se integra sobre la longitud de interacción.

Si se utiliza el modelo aproximado queda

$$L_{FL,i} = \int_0^L P_i dL \approx l_{i,100-99} + 0.86l_{i,99-50} + 0.156l_{i,50-1}$$

Cálculo de riesgo individual

Si, en un tramo bajo análisis, tenemos la probabilidad de falla por unidad de longitud del tubo y la longitud fatal. El riesgo individual es el producto de ambos en tanto se mantenga constante la probabilidad de falla en el tramo.

$$IR = \sum_i \phi_i \int_{l_c}^{l_a} P_i dL$$

Es decir

$$IR = \sum_i L_{FL,i} \phi_i$$

Donde ϕ_i es la probabilidad de falla.

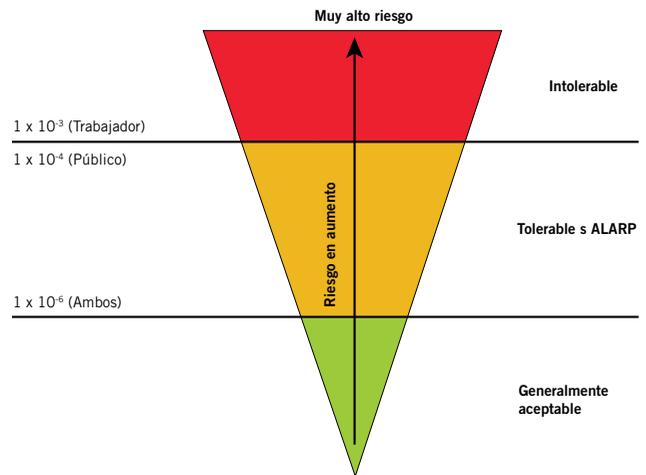


Figura 6.

Luego hay que evaluar el valor del riesgo individual contra los niveles internacionalmente aceptados (Figura 6).

Cálculo de riesgo social

En general el riesgo social es considerado igual o más importante que el individual. Se expresa con la frecuencia cumulativa y el número de muertes esperado causados por un accidente. El número esperado de muertes puede ser calculado integrando el producto de la letalidad P_i por la densidad de población dentro del área de peligro.

$$N_i = \int_{A_i} \rho P_i dA_i$$

El área de peligro A_i está limitada por los radios de muerte asociados al escenario particular i .

La tubería dividase en tramos chicos para considerar los escenarios posibles, pero no tan chicos como para influenciar los resultados. Para todos los escenarios la frecuencia cumulativa se obtiene sumando los múltiples valores del producto de la probabilidad de falla y la longitud de la sección del tubo que produce N o más muertes.

$$F = \sum_i \int_0^L \phi_i u(N_i \geq N) dL$$

Si la probabilidad de falla es constante se puede definir la longitud fatal cumulativa L_{CFL} que es la longitud que en un accidente produce N o más muertes.

$$F = \sum_i \phi_i L_{CFL,i}(N_i \geq N)$$

El número de muertes se obtiene calculando el número de personas por la probabilidad de muerte que tengan en un área dada. Como antes es posible particionar el área de riesgo en tres zonas con probabilidad de muertes 1-50%, 50-99% y 99-100%. El número de personas se obtiene simplemente estimando el tamaño de las zonas por los radios r_1 , r_{50} y r_{99} centrados en el punto del accidente y contando las personas que hay en cada zona. También se puede estimar multiplicando la densidad de población promedio por el área de cada zona.

La probabilidad promedio de muerte es 0,145, 0,802 y 1, respectivamente para cada una de estas zonas circulares de radios r_1 , r_{50} y r_{99} .

Entonces el número de muertes se puede estimar como

$$N_i = N_{i,100-99} + 0.802N_{i,99-50} + 0.142N_{i,50-1}$$

Donde i es cada escenario (por ejemplo, cada tamaño de orificio, pequeño, mediano y grande) y $N_{i,a-b}$ es el número de personas con probabilidad de muerte entre a y b %.

Si la densidad de población se toma constante

$$N_i = \rho_P (A_{100-99} + 0.802 A_{99-50} + 0.154 A_{50-1})$$

La longitud fatal acumulativa se obtiene trazando un perfil del número de muertes respecto de la posición en la tubería y luego midiendo que longitud de tubería produce N muertes o más.

Conclusiones

El diseño de conductos se hacía únicamente sobre la base de criterios prescriptivos entre los cuales intervienen la clase de trazado, presión de operación, características del material y geométricas de la cañería, distancias mínimas para la instalación, etc.

La realización del Informe de Evaluación de Seguridad incorpora el criterio del riesgo individual y social, conceptos que se vienen aplicando en otras industrias, como la aeronáutica desde su desarrollo comercial.

Para el caso de nuestra industria, no está tan internalizado en la población el hecho que la presencia de un gasoducto conlleve riesgo de muerte aceptable para los terceros circundantes y, en algunos casos, ni siquiera lo consideran como factor de riesgo o lo desestiman y de allí las invasiones sobre la franja de seguridad de los conductos.

Adicionalmente considerar el análisis de riesgo como criterio de evaluación de nuevos proyectos, es un método válido para solventar la problemática de las invasiones a la traza de las cañerías diseñadas con anterioridad al referido requerimiento, máxime teniendo en cuenta las particularidades que puedan presentarse que están por fuera de los criterios de diseño prescriptivos.

En Camuzzi, frente a esta nueva realidad en el diseño de conductos, se han tomado los siguientes criterios.

Pautas de diseño

Agotar las instancias para que los conductos en clase de trazado 3 y 4 se diseñen para MAPO que generen que el conducto opere a menos del 30% de la TFME, con lo cual quedan excluidos del requerimiento de hacer el estudio de seguridad.

Condiciones de diseño

Para líneas de transmisión en clase de trazado 1 y 2.

- Cruces de ruta: las cañerías cuya traza es a campo traviesa y que deben cruzar una autopista, Ruta Nacional, Ruta Provincial, se diseñan de modo que opere a menos del 30% de la TFME en todo el ancho de la concesión vial (entre alambrados).
- Cruces ferroviarios: las cañerías cuya traza es a campo traviesa y que deben cruzar una vía férrea, además de contar con el caño camisa que exige ferrocarril, se diseñan de modo que opere a menos del 30% de la TFME en todo el ancho de la concesión ferroviaria (entre alambrados).

- Edificios y/o zonas abiertas que son ocupadas por más de 20 personas durante su uso normal o se trata de un centro de salud o de rehabilitación independientemente de la cantidad de personas esperables, la línea se diseña de modo que opere a menos del 30% de la TFME en la zona de influencia directa.
- En cruces con otras cañerías incluido el cambio de hombro, se diseñan de modo que opere a menos del 30% de la TFME en el segmento de 10 m a cada lado de la cañería a cruzar, o poner lozas y cinta de advertencia.
- Las pruebas de resistencia se realizarán de modo de alcanzar el 90% de la TFME, con lo cual el factor de Prueba hidráulica es =0 (cero).
- Espesor mínimo de las cañerías, por una cuestión de soldabilidad en carga y por el factor espesor de pared debe ser mayor a 5 mm.
- Instalación de cinta de advertencia en toda la traza (reduce el riesgo de factor 1 a 0,3).

Pautas para el análisis de riesgo cuantitativo

Para la realización de los Informes de Evaluación de Seguridad de acuerdo con el Apéndice G20 Adenda 2 de la NAG 100 deberá seguir las siguientes pautas:

Pautas poblacionales

- El análisis de la cañería en clase de trazado 1 y 2 se realizará en las condiciones reales y se hará una simulación sobre la base que el nivel de edificación se encuentra al límite de la clase de trazado respectiva.
 - Clase 1 de trazado, se considera 10 unidades de vivienda destinadas a ocupación humana.
 - Clase 2 de trazado, la evaluación se hará considerando 45 unidades de vivienda destinadas a ocupación humana.
- Que cada unidad de vivienda está ocupada por cuatro personas con un factor de ocupación nocturno del 100% diurno del 50%.
- El 50% de las viviendas, la línea de edificación se encuentra coincidente con las distancias de seguridad establecidas por la Norma NAG 100. El 25% de encuentra a 1/3 de la de la distancia que define la zona de influencia directa del gasoducto y el 25% a 2/3 de la referida distancia del eje de la cañería.

Corrosión

- Para cañerías nuevas y por el término de 10 años se puede considerar que el factor de corrosión es cero.
- Se requiere que se simule un factor 0,002 que en la mitad que el aplicable a cañerías de más de 10 años partiendo de la base un estricto control de potenciales y operatividad del sistema de corriente impresa. Con las siguientes pautas se valida la vigencia del estudio por el término de cinco años.
 - Control de funcionamiento de los rectificadores:
 - El tiempo de operación debe ser superior al 90% del total de período.
 - Las interrupciones no pueden ser mayores a 7 días corridos.
 - Control de potenciales:
 - El control de potenciales se hará cada dos meses.
 - Los puntos que se encuentren por debajo del criterio de aplicación deben ser resueltos a la brevedad.
 - Estudios SIS DCVG cada 5 años. ■