



XXVIII CONGRESO INTERNACIONAL DE MANTENIMIENTO Y GESTIÓN DE ACTIVOS

22 AL 24 DE ABRIL DE 2026. Bogotá - Colombia



TOMA DE DECISIONES BASADA EN RIESGO EN ESCENARIOS COMPLEJOS: SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A GAS EN REFINERÍA DE CARTAGENA

ECOPETROL S.A.

Autor: Anderson David Castillo Ramírez

E.mail: anderson.castillo@ecopetrol.com.co

Refinería de Cartagena – Vía Mamonal km 10, Cartagena – Colombia

Resumen

Actualmente, las tensiones geopolíticas y las dinámicas económicas han generado un entorno de alta volatilidad e incertidumbre en el sector Oil & Gas, lo que afecta directamente la gestión de activos y coloca en riesgo la continuidad operativa de los negocios. Este contexto desafiante obliga a las organizaciones a enfrentar decisiones complejas, caracterizadas por la existencia de múltiples alternativas, en las que una evaluación exclusivamente cualitativa puede conducir a una subestimación o sobrevaloración del riesgo presente y a su vez generar un impacto negativo en las organizaciones. En esta ponencia se presenta una metodología de toma de decisiones basada en el análisis de riesgo, en la que se consideran múltiples escenarios evaluados a lo largo del tiempo para identificar la alternativa con menor riesgo. La metodología se fundamenta en principios básicos de confiabilidad y emplea la estimación cuantitativa de la probabilidad de falla, modelada mediante diagramas de bloques, para proyectar el riesgo en el tiempo y tomar la decisión factible de menor riesgo. Como caso de estudio, se mostrará la aplicación de esta metodología en la gestión del riesgo de apagado de refinería durante los mantenimientos mayores de las turbinas de gas del sistema de generación eléctrica en la Refinería de Cartagena, Colombia. A lo largo del contenido se abordarán los fundamentos conceptuales de la metodología y los tipos de resultados esperados, tomando como referencia el caso aplicado propuesto.

1. Primera sección: principios básicos y descripción del sistema

1.1. Introducción

La Refinería de Cartagena cuenta con un sistema de generación eléctrica y vapor que opera bajo un ciclo combinado mediante el uso de turbinas de gas y de vapor. El sistema cuenta con otros subsistemas que interactúan entre sí y finalmente permiten asegurar la disponibilidad de los servicios industriales de energía eléctrica y vapor (Ver Fig. 1). La forma como estos subsistemas trabajan e interactúan para asegurar el cumplimiento de la función es compleja, así como también lo es al interior de cada subsistema. Los niveles de confiabilidad de cada uno de ellos usualmente es distintos y varían en el tiempo. Esto agrega una capa adicional de complejidad en el análisis. En el presente trabajo se considera uno de los subsistemas quizá más complejos, a saber, las turbinas de gas (conocidas también como GTG's). En las siguientes secciones se ilustrará la metodología empleada para evaluar la confiabilidad de estos equipos, la cual luego servirá como entrada para la toma de decisiones gerenciales en escenarios complejos de continuidad operativa.



XXVIII CONGRESO INTERNACIONAL DE MANTENIMIENTO Y GESTIÓN DE ACTIVOS

22 AL 24 DE ABRIL DE 2026. Bogotá - Colombia



Fig 1. Subsistemas que constituyen el sistema de generación eléctrica / vapor en Refinería de Cartagena (GRC).

1.2. Configuración del sistema de turbinas de gas para generación eléctrica

El sistema de generación eléctrica a gas lo conforman tres turbinas de gas Siemens modelo SGT-800 con capacidad máxima de 40 MW. Este sistema funciona con una configuración 2oo3, por lo que se necesita al menos dos máquinas en servicio para asegurar que no se genere impacto a la operación, por efecto de los deslastres en unidades de proceso.



Fig 2. Configuración del Sistema de generación eléctrica a gas (GTG's)

A nivel de Refinería de Cartagena se han definido una serie de escenarios que describen el estado del sistema de generación eléctrica a gas en términos de la cantidad de turbogases operando y disponibles:

- Se denomina Escenario N-1 cuando una de las turbinas de gas (o también llamadas GTG's) deja de estar disponible, ya sea por presentar una falla o por estar en mantenimiento. En este escenario la función aún se cumple sin impacto relevante.
- Se denomina Escenario N-2 cuando no se tienen disponibles dos turbinas de gas. Generalmente este escenario ocurre cuando estando con una turbina de gas en falla o en mantenimiento, falla otra de las turbinas de gas en operación. En este escenario la función no se pierde por completo, aunque genera un deslastre con afectación considerable a las unidades de proceso. La función queda con una capacidad limitada de generación de energía eléctrica y vapor.
- Se denomina Escenario N-3 cuando no se tiene disponibilidad de ninguna de las tres GTG's y la función se pierde por completo.

1.3. Modelo de confiabilidad del sistema

En las Fig. 3 y 4 se ilustra el modelo de confiabilidad de las turbogases.

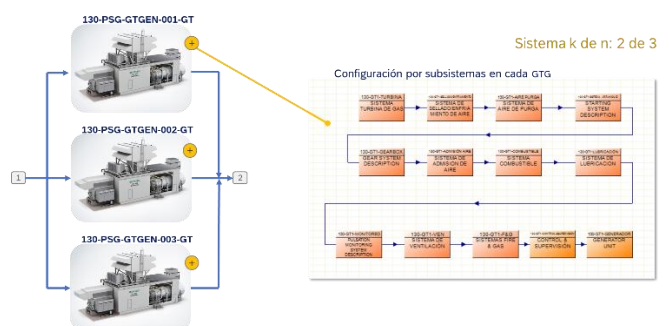


Fig 3. Modelo de confiabilidad de las GTG's: sistema en serie al interior de cada GTG.



XXVIII CONGRESO INTERNACIONAL DE MANTENIMIENTO Y GESTIÓN DE ACTIVOS

22 AL 24 DE ABRIL DE 2026. Bogotá - Colombia



Para cada GTG, al tenerse una configuración en serie, la confiabilidad se calcula como el producto de la confiabilidad de cada subsistema:

$$R_k(t) = \prod_{i=1}^m R_{ki}(t_{ki})$$

$$R_k(t) = R_{k1}(t_{k1}) \times R_{k2}(t_{k2}) \times \dots \times R_{km}(t_{km})$$

De manera análoga se puede calcular la probabilidad de falla de cada GTG realizando la siguiente resta:

$$F_k(t) = 1 - R_k(t)$$

$k = 1, 2, 3$ corresponde a cada GTG

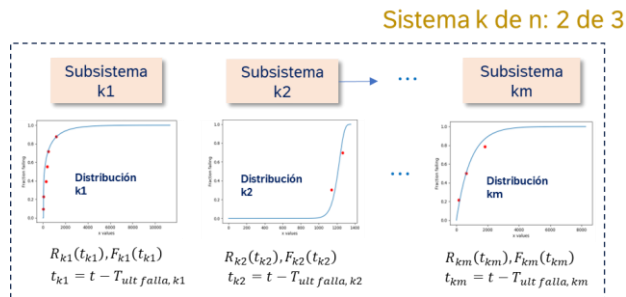


Fig 4. Modelo de confiabilidad de las GTG's: sistema en serie al interior de cada GTG, con bloques independientes y distribuciones variadas.

1.4. Probabilidad de falla del sistema en operación normal

En la Fig 5. se exponen las distintas posibles combinaciones en las que el sistema de GTG's puede estar en cada uno de los escenarios anteriormente expuestos teniendo como premisa que el sistema se encuentra en un estado de operación normal, es decir, con sus tres turbinas de gas operando.

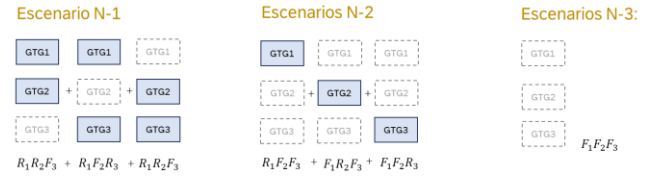


Fig. 5. Posibles combinaciones en los tres escenarios operativos partiendo del sistema en operación normal.

Para cada escenario, las ecuaciones que modela cada uno de ellos partiendo de la operación normal son las siguientes:

- Probabilidad de que suceda un N-1:

$$F_{N-1} = R_1 R_2 F_3 + R_1 F_2 R_3 + R_1 R_2 F_3$$

- Probabilidad de que suceda un N-2:

$$F_{N-2} = R_1 F_2 F_3 + F_1 R_2 F_3 + F_1 F_2 R_3 + F_{N-1} * B$$

B : fracción de eventos N-1 que terminaron en eventos N-2.

- Probabilidad de que suceda un N-3:

$$F_{N-3} = F_{(N-3)-(N-2)} + F_{(N-2) \rightarrow (N-3) | (N-2)}$$

$$F_{N-3} = F_1 F_2 F_3 + F_{N-2} * C$$

$$F_{N-3} = F_1 F_2 F_3 + (R_1 F_2 F_3 + F_1 R_2 F_3 + F_1 F_2 R_3 + F_{N-1} * B) * C$$

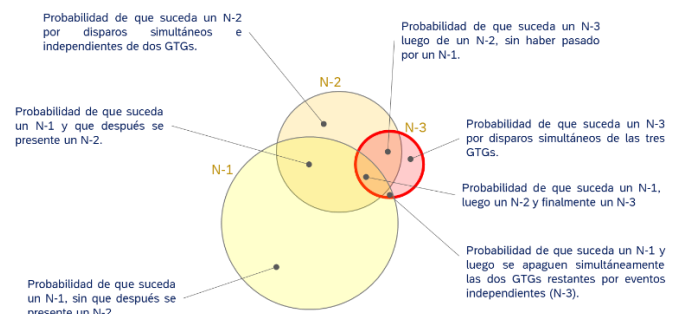


Fig. 6. Caso de falla con el sistema en operación



XXVIII CONGRESO INTERNACIONAL DE MANTENIMIENTO Y GESTIÓN DE ACTIVOS

22 AL 24 DE ABRIL DE 2026. Bogotá - Colombia



En la Fig 6. se resumen el caso de falla del sistema en operación normal.

1.5. Probabilidad de falla del sistema durante un mantenimiento

Cuando una de las turbinas entra a un mantenimiento, el sistema pasa a un escenario N-1. Esto modifica los cálculos de confiabilidad

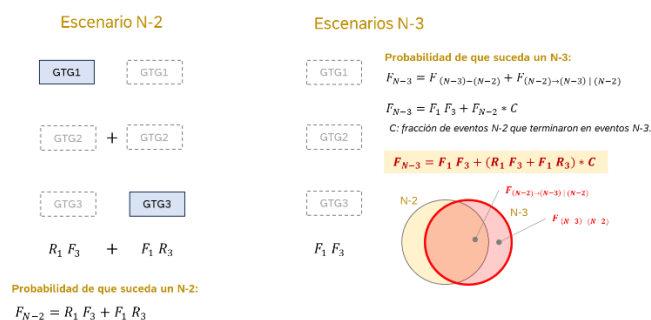


Fig 7. Combinaciones que conducen a un escenario N-2 o N-3 durante un mantenimiento de una de las turbinas.

Esto modifica las expresiones matemáticas para calcular la probabilidad de falla.

En resumen, para este caso es importante tener en cuenta los siguientes escenarios:

- El escenario N-2 inicialmente conlleva a una pérdida parcial de la función de generación eléctrica (deslastre). Sin embargo, puede conducir en un escenario N-3, especialmente durante el transitorio de estabilización y mitigación, cuyo éxito depende en gran medida de la respuesta que tenga la GTG sobreviviente y de las acciones operativas que se ejecuten durante y luego de la emergencia.
- El escenario N-3 resulta el más indeseable porque conlleva a una pérdida total de la función de generación eléctrica.

1.6. ¿Cómo aumentar la confiabilidad del sistema?

Para pasar al caso práctico es importante, responder a esta pregunta, para la cual pueden presentarse dos alternativas:

- **Redundancia:** agregar equipos, componentes o sistemas para cumplir la función requerida disminuyendo la probabilidad de falla global.

Tipos:

- Stand by en caliente.
- Stand by en frío.
- Stand by combinado.

Nota: en algunos sistemas con redundancia en frío es importante considerar el mecanismo de switcheo como un componente con su respectiva confiabilidad. Un equivalente sería la probabilidad de falla al arrancar.

- **Por modos de falla:** disminuir la probabilidad de que ocurran.

Acciones:

- Reemplazo de componentes.
- Cambio o actualización de tecnología.
- Eliminación de componentes (simplificación de sistemas).

2. Segunda sección: aplicación en el caso de estudio

2.1. Línea de tiempo del caso de estudio

En el caso de estudio seleccionado, se evaluó el impacto a nivel de riesgo de ejecutar el mantenimiento mayor de las turbinas de gas, las cuales a la fecha del análisis se encontraban excedidas 10000 Horas de Operación Equivalente y debían ser intervenidas. En el contexto, el periodo anterior (alrededor de 12 meses antes) al inicio de los mantenimientos se caracterizó por el aumento de los eventos de falla relacionados con el sistema de excitación y control automático de



XXVIII CONGRESO INTERNACIONAL DE MANTENIMIENTO Y GESTIÓN DE ACTIVOS

22 AL 24 DE ABRIL DE 2026. Bogotá - Colombia



voltaje (AVR). El escenario era complejo dado que colocaba en una balanza la necesidad de intervenir las turbinas versus el riesgo de generar un apagado de refinería por falla eléctrica. En la Fig. 8 se plantea la línea de tiempo del caso de estudio.

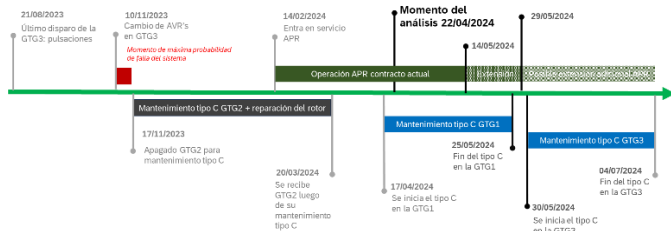


Fig 8. Línea de tiempo del caso de estudio.

2.2. Alternativas a evaluar para el caso de estudio

En la Fig 9. Se listan las alternativas analizadas para la ejecución de los mantenimientos mayores de las turbinas de gas, considerando las trayectorias de menor riesgo en el horizonte de tiempo evaluado.

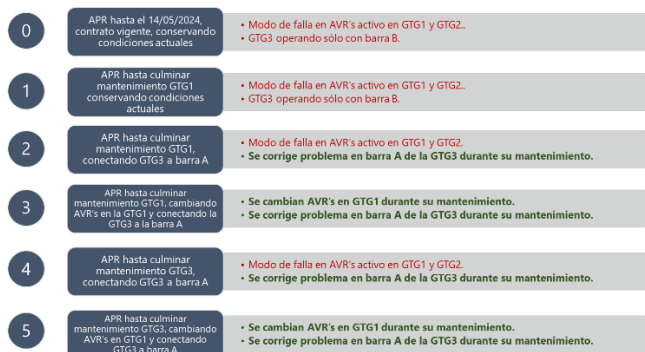


Fig 9. Alternativas del caso de estudio.

2.3. Resultados del modelo en el caso de estudio

En la Fig. 10 se grafican los resultados de evaluar cada alternativa de manera **cuantitativa en**

términos de probabilidad de falla de la función de las GTG's.

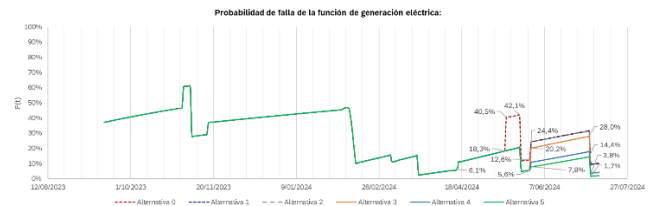


Fig 10. Curvas de probabilidad de falla para cada alternativa.

Finalmente, se optó por la alternativa de menor riesgo, en este caso la alternativa 5, como se puede ver en la Fig. 11.

Alternativas	Probabilidad de falla de la función de generación eléctrica en el tiempo			
	Al final del tipo C en GTG1 25/05/2024	Al inicio del tipo C en GTG3 30/05/2024	Al final del tipo C en GTG3 04/07/2024	Finalizados los ramos 05/07/2024
Alternativa 0: APR hasta el 14/05/2024, contrato vigente, conservando condiciones actuales	42.1 %	24.4 %	31.6 %	9.6 %
Alternativa 1: APR hasta culminar mantenimiento GTG1 conservando condiciones actuales	20.6 %	24.4 %	31.6 %	9.6 %
★ Alternativa 2: APR hasta culminar mantenimiento GTG1, conectando GTG3 a barra A	20.6 %	24.4 %	31.6 %	3.8 %
Alternativa 3: APR hasta culminar mantenimiento GTG1, cambiando AVR's en la GTG1 y conectando la GTG3 a la barra A	20.6 %	20.2 %	28.0 %	1.7 %
★ Alternativa 4: APR hasta culminar mantenimiento GTG3, conectando GTG3 a barra A	20.6 %	10.9 %	17.9 %	3.8 %
Alternativa 5: APR hasta culminar mantenimiento GTG3, cambiando AVR's en GTG1 y conectando GTG3 a barra A	20.6 %	7.8 %	14.4 %	1.7 %

Riesgo más alto entre alternativas para cada momento Riesgo más bajo entre alternativas para cada momento

Fig 10. Tabla comparativa de cada alternativa.

3. Conclusiones

Respecto al caso de estudio:

- El análisis muestra que la alternativa de menor riesgo es la de mantener APR hasta culminar el mantenimiento de la GTG3, cambiando AVR's en GTG1 y conectando GTG3 a la barra A. Con ello se obtiene una probabilidad de falla en la función de generación eléctrica de máximo el 14.4%. Alternativa 5.
- La alternativa de menor riesgo que no implica el costo de alquiler extendido del APR es la de mantener la generación de respaldo hasta culminar el mantenimiento en curso de la GTG1, realizando el cambio



XXVIII CONGRESO INTERNACIONAL DE MANTENIMIENTO Y GESTIÓN DE ACTIVOS

22 AL 24 DE ABRIL DE 2026. Bogotá - Colombia



de AVR's en esta máquina y normalizando la conexión de la GTG3 con la barra A. Alternativa 3.

- El cambio de AVR's durante el mantenimiento de la GTG1 significa una reducción del 4.2% en la probabilidad de falla durante la ejecución del mantenimiento de la GTG3. Sin embargo, al momento de realizar el análisis no existía viabilidad comercial para el reemplazo de los AVR's de la GTG1 y GTG2, por lo tanto, esta alternativa no se consideró.

Respecto a la metodología:

- El método presentado puede extrapolarse a otro tipo de evaluaciones de confiabilidad en sistemas distintos, en los que se requiera proyectar en el tiempo el comportamiento del sistema en términos de riesgo y en el que existan múltiples alternativas para minimizarlo.
- No siempre la alternativa de menor riesgo resulta ser viable dentro de las restricciones de la organización. Sin embargo, se recomienda no descartar las alternativas desde un inicio en el análisis ya que su factibilidad puede terminar siendo apalancada dependiendo del beneficio esperado.

HOJA DE VIDA

De Cartagena, Colombia. Ingeniero mecánico de profesión, cursé mis estudios de pregrado en la

Universidad del Norte en Barranquilla. Me desempeño como ingeniero de confiabilidad de equipo rotativo para Ecopetrol en la Refinería de Cartagena, específicamente en el departamento de Servicios Industriales

Llevo vinculado a Ecopetrol alrededor de cuatro años, en los que he tenido la oportunidad de formarme y aprender desde la operación, hasta los procesos de gestión de activos que garantizan la promesa de valor de la organización.

Tengo experiencia y formación en Ciencia de Datos, Machine Learning y Robótica. También me apasiona el uso y apropiación de herramientas tecnológicas de avanzada para la anticipación y diagnóstico de fallas en equipo rotativo, especialmente en turbomáquinas.

Actualmente me encuentro finalizando estudios de maestría en confiabilidad y gestión de activos.

NOTA

1. Nombre del autor: Anderson David Castillo Ramires
2. Teléfono: 3135945432
3. Dirección del autor(es)
 - a. Residencia: Cartagena
 - b. Oficina: Mamonal km 10.
 - c. E. mail: anderson.castillo@ecopetrol.com.co
 - d. Ciudad: Cartagena
 - e. País: Colombia