UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA | DEPARTAMENTO DE MECÁNICA

REVISTA DE INGENIERÍA EN MANTENIMIENTO, CONFIABILIDAD Y EXCELENCIA OPERACIONAL

Costo normalizado de mantenimiento como indicador de gestión: aplicación en plantas de procesamiento de gas natural de ENAP Magallanes

Normalized maintenance cost as a management indicator: application in natural gas processing plants of ENAP Magallanes

DOI: https://doi.org/10.82951/tk6b-wc95

Hugo Villegas Barría [1]

1 Departamento de Mantenimiento, ENAP Magallanes — Empresa Nacional del Petróleo, Punta Arenas, Chile, hvillegas@usm.cl

Autor de correspondencia: hvillegas@usm.cl

Recibido: 25 de agosto 2026.
Aprobado: 07 de septiembre 2026
Publicado: 05 de octubre 2026

Resumen

El control de los costos de mantenimiento suele apoyarse en cifras absolutas de gasto por planta o por centro de costo. Esa práctica, ampliamente extendida, entrega una jerarquía que responde más al tamaño de la instalación que a su eficiencia real, y por lo tanto orienta mal la asignación de recursos. El presente artículo describe la construcción y aplicación de un indicador de costo normalizado de mantenimiento, expresado en dólares por millón de metros cúbicos estándar procesados (USD/MMm³), en un conjunto de seis plantas de procesamiento de gas natural, consolidadas en cinco unidades de análisis comparables, pertenecientes a un mismo distrito operativo de la industria del Oil & Gas. El trabajo se enmarca en la Fase 1 del Modelo de Gestión del Mantenimiento (MGM) de ocho fases propuesto por Crespo y Parra, fase en la cual el Cuadro de Mando Integral (Balanced Scorecard) traduce los objetivos del negocio en indicadores de desempeño, y donde el indicador clave de la perspectiva financiera es precisamente el costo de mantenimiento por unidad producida. La metodología se apoya en los registros de costo real del sistema de gestión SAP, depurados según el criterio de capitalización de la norma contable NIC 16 para separar gasto operacional de inversión, y en los volúmenes de gas procesados por cada planta durante el período enero de 2025 a junio de 2026. Los resultados muestran que la jerarquía por costo absoluto y la jerarquía por costo normalizado difieren de forma sustantiva: la planta de mayor gasto absoluto ocupa el tercer lugar al normalizar, mientras que la planta con el costo unitario más alto presenta un valor 4,7 veces superior al de la planta más eficiente del distrito. Se estima una brecha económica potencial del orden de 1,1 MMUSD anuales asociada a las plantas que se ubican por sobre el promedio ponderado del distrito. Se concluye que la normalización no es un refinamiento estadístico sino un cambio de la unidad de decisión, y que sus resultados constituyen la materia prima para las fases posteriores del MGM.

Palabras clave: Costo normalizado, Indicadores de mantenimiento, Cuadro de Mando Integral, Modelo de Gestión del Mantenimiento, Procesamiento de gas natural.

Abstract

Maintenance cost control is usually based on absolute spending figures per plant or cost center. This widespread practice yields a ranking that reflects the size of the facility rather than its actual efficiency, and therefore misdirects resource allocation. This article describes the construction and application of a normalized maintenance cost indicator, expressed in dollars per million

standard cubic meters processed (USD/MMm³), across six natural gas processing plants, consolidated into five comparable analysis units, belonging to a single operating district in the Oil & Gas industry. The work is framed within Phase 1 of the eight-phase Maintenance Management Model (MMM) proposed by Crespo and Parra, in which the Balanced Scorecard translates business objectives into performance indicators, and where the key indicator of the financial perspective is precisely maintenance cost per unit produced. The methodology relies on actual cost records from the SAP management system, filtered according to the capitalization criterion of accounting standard IAS 16 to separate operating expenditure from investment, and on the gas volumes processed by each plant between January 2025 and June 2026. The results show that the ranking by absolute cost and the ranking by normalized cost differ substantially: the plant with the highest absolute spending ranks third once normalized, while the plant with the highest unit cost shows a value 4.7 times greater than that of the most efficient plant in the district. A potential economic gap of approximately 1.1 MMUSD per year is estimated for the plants located above the district weighted average. It is concluded that normalization is not a statistical refinement but a change in the unit of decision, and that its results constitute the raw material for the subsequent phases of the MMM.

Keywords: Normalized cost, Maintenance indicators, Balanced Scorecard, Maintenance Management Model, Natural gas processing.

1. Introducción

La gestión del mantenimiento en la industria del Oil & Gas opera bajo una tensión permanente: los costos son visibles, medibles y auditados mes a mes, mientras que el beneficio de mantener —la producción que no se perdió, la falla que no ocurrió— es difuso y rara vez se contabiliza en la misma unidad. Bajo esa asimetría, el departamento de mantenimiento tiende a ser evaluado por lo único que la organización mide sin esfuerzo: cuánto gastó. La literatura sobre toma de decisiones en mantenimiento advierte desde hace décadas sobre este sesgo [12]. La consecuencia práctica es conocida por cualquiera que haya presentado un presupuesto de mantenimiento: la discusión se concentra en la magnitud del gasto y no en lo que ese gasto compró.

Tomando como referencia el Modelo de Gestión del Mantenimiento (MGM) de ocho fases propuesto por Crespo y Parra [1, 2, 3], el presente artículo se sitúa en la Fase 1, dedicada a la definición de objetivos, estrategias y responsabilidades de mantenimiento (ver Figura 1). Es en esta fase donde se decide qué se va a medir, y esa decisión condiciona todo el resto del ciclo: una jerarquía mal construida en la Fase 1 propaga el error hacia la jerarquización de activos de la Fase 2 y hacia la selección de equipos para análisis causa raíz de la Fase 3 [4]. La consistencia entre los objetivos operacionales de mantenimiento y los objetivos generales del negocio es, precisamente, el requisito que la Fase 1 debe asegurar [11].

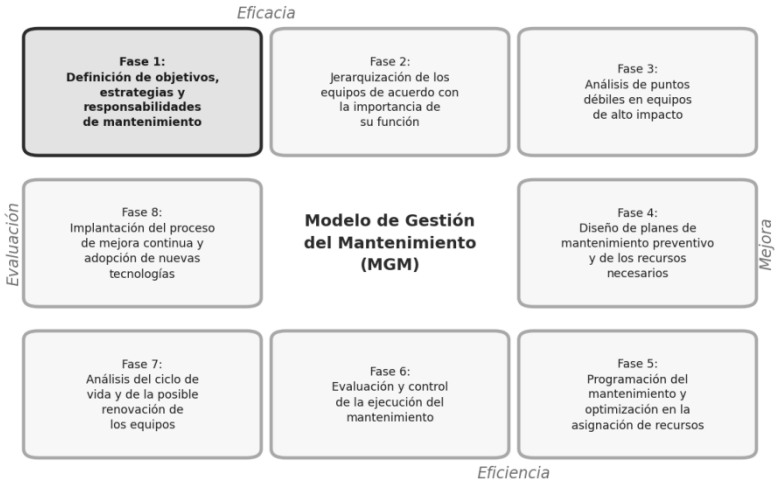


Figura 1: Modelo del proceso de Gestión del Mantenimiento (MGM) de ocho fases. Adaptado de Crespo y Parra [1, 2]. El presente trabajo se sitúa en la Fase 1.

El problema que motiva este estudio es un problema de unidad de medida. Durante el período analizado, el departamento de mantenimiento de un distrito de producción de gas natural disponía de los costos reales de sus seis plantas, expresados en millones de dólares. Al ordenar esas cifras de mayor a menor se obtenía una lista, y esa lista se usaba —de forma implícita— para priorizar. Ahora bien, esa lista no responde la pregunta que interesa. La pregunta de gestión no es qué planta gasta más, sino qué planta gasta más de lo que su operación justifica.

El aporte de este trabajo es la construcción de un indicador de costo normalizado por volumen procesado, su aplicación a un caso real de seis plantas, y la demostración cuantitativa de que la jerarquía resultante difiere de forma sustantiva de la jerarquía por costo absoluto. Adicionalmente, se documenta el criterio de depuración contable aplicado a los registros de costo, aspecto que suele omitirse en la literatura aplicada y que, según se verá, condiciona por completo la comparabilidad entre instalaciones.

2. Marco de referencia: del Cuadro de Mando Integral al costo por unidad producida

La Fase 1 del MGM propone el uso del Cuadro de Mando Integral (Balanced Scorecard, BSC), modelo desarrollado por Kaplan y Norton [5, 6], que traduce la misión y la estrategia de una unidad de negocio en un conjunto acotado de objetivos y medidas cuantificables. Aplicado al área de mantenimiento, el BSC permite formular la política de mantenimiento, ponerla en práctica mediante indicadores clave de desempeño (KPI) alineados con los objetivos del negocio, desarrollar planes de acción, y revisar periódicamente el desempeño y la estrategia [1, 7, 25].

Parra y Crespo desarrollan un ejemplo de aplicación del BSC a un departamento de mantenimiento en el que la perspectiva financiera se resume en un único indicador de rendimiento: el costo de mantenimiento por unidad de producción [1]. Este KPI responde a la pregunta de cómo se está desempeñando la organización respecto de su relación costo-eficacia [8]. Los autores señalan además que, detectado un problema en dicha relación, es posible descender hacia un segundo nivel de indicadores funcionales —cumplimiento del plan de mantenimiento preventivo, realización de análisis de criticidad, integridad de los datos— que resultan más cercanos al mundo real y más fáciles de asignar a responsables concretos dentro de la organización [1, 9, 10]. La estructura de esa cascada se resume en la Tabla 1. Cabe agregar que este esquema de indicadores es el que sustenta la integración del MGM con los requerimientos de la norma de gestión de activos ISO 55000 [18, 27], y que ha sido aplicado en

diagnósticos de gestión de activos en distintos sectores industriales [28], con aplicaciones recientes orientadas a la identificación de KPI para la gestión de activos físicos mediante el BSC [29].

Perspectiva BSC	Objetivo de mantenimiento	Indicador clave asociado
Financiera	Maximizar la eficacia del costo de mantenimiento	Costo de mantenimiento por unidad producida
Procesos internos	Planificar y programar el mantenimiento	Cumplimiento de tareas de mantenimiento preventivo
Procesos internos	Mejorar la eficacia de las operaciones	Frecuencia de análisis de criticidad
Aprendizaje y crecimiento	Disponer de una base de datos confiable	Integridad de los datos de mantenimiento

Tabla 1: Cascada de indicadores propuesta por el BSC aplicado a mantenimiento. Elaboración propia a partir de Parra y Crespo [1] y Mather [10].

Conviene precisar por qué el indicador es un cociente y no un valor absoluto. La norma EN 15341 [13], que sistematiza los indicadores de desempeño de mantenimiento, estructura sus indicadores económicos como razones entre el costo de mantenimiento y una magnitud de referencia —valor de reposición del activo, valor de la producción, cantidad producida—, precisamente porque el numerador aislado no admite comparación entre instalaciones de distinta escala. De igual forma, la terminología de mantenimiento de la norma EN 13306 [14] y la taxonomía de activos de la norma ISO 14224 [15] establecen el nivel jerárquico al cual el costo debe ser imputado para que la comparación sea válida. La medición del desempeño de mantenimiento continúa siendo, además, un campo activo de desarrollo, con propuestas recientes que integran indicadores técnicos y económicos para evaluar la efectividad global de los equipos [30].

3. El problema de la métrica absoluta: la analogía del desempeño energético

La gestión de la energía enfrentó y resolvió antes este mismo problema. Una planta que consume 10 GWh en un mes y 8 GWh al mes siguiente no es, por ese solo hecho, más eficiente: pudo simplemente haber producido menos. Por esa razón la norma ISO 50001 [16] y su documento complementario ISO 50006 [17] no evalúan el desempeño energético contra el consumo absoluto, sino contra una línea base energética ajustada por las variables relevantes que gobiernan ese consumo —típicamente el nivel de producción, y en ocasiones la temperatura ambiente o la mezcla de productos. El indicador de desempeño energético (EnPI) resultante es un cociente, o bien el residuo respecto de un modelo de regresión, y solo entonces la comparación entre períodos o entre instalaciones adquiere significado.

La analogía es directa y vale la pena hacerla explícita: el costo de mantenimiento se comporta, como métrica de gestión, igual que el consumo energético. Vistos por separado, el costo y el volumen procesado no informan; vistos como cociente, informan. Lo que en gestión de la energía se denomina normalización por variable relevante es exactamente lo que en este trabajo se aplica al costo de mantenimiento, tomando como variable relevante el volumen de gas procesado por cada planta.

Ahora bien, la analogía tiene un límite que conviene declarar desde ya. En gestión de la energía la relación entre consumo y producción es de naturaleza física y suele ser razonablemente lineal en el rango de operación. En mantenimiento esa relación es más débil: una fracción relevante del costo es independiente del volumen procesado —mantenimiento legal, inspecciones normativas, dotación fija de contratos— y otra fracción responde a decisiones de intervención que no guardan proporción con la producción del período. Por lo anterior, el indicador propuesto

debe interpretarse como una medida de eficacia relativa del gasto, no como un modelo causal del costo. Este punto se retoma en la sección 6.

4. Metodología: construcción del indicador USD/MMm³

4.1. Definición del indicador

El indicador de costo normalizado de mantenimiento se define como el cociente entre el costo total de mantenimiento imputado a una planta durante un período y el volumen total de gas procesado por esa misma planta en el mismo período, según la Ecuación (1):

$$C_N = C_{mtto} / V_{proc} \quad (1)$$

Donde:

- C_N = costo normalizado de mantenimiento, en USD por millón de metros cúbicos estándar (USD/MMm³).
- C_{mtto} = costo real de mantenimiento imputado a la planta en el período, en USD, clasificado como gasto operacional.
- V_{proc} = volumen de gas procesado por la planta en el período, en MMm³ estándar, obtenido como el producto del flujo promedio diario por los días del período.

En este trabajo, «costo normalizado» se emplea como el término operacional del indicador de costo de mantenimiento por unidad producida que la Fase 1 del MGM sitúa en la perspectiva financiera del Cuadro de Mando Integral. Cuando ese valor se examina desde el punto de vista interpretativo —qué tan eficientemente se gasta, y no cuánto cuesta en términos absolutos— se hace referencia a él como una medida de eficacia relativa del gasto. Estos tres términos no se emplean como sinónimos intercambiables: «costo de mantenimiento por unidad producida» nombra el concepto general del marco de referencia, «costo normalizado» es su concreción operacional en este estudio, y «eficacia relativa del gasto» describe la naturaleza interpretativa de esa concreción.

De forma complementaria se calcula una variante energética del indicador, expresada en USD/MMBtu, que sustituye el volumen por el contenido energético del gas procesado. Esta segunda métrica resulta necesaria cuando se comparan corrientes de distinto poder calorífico, situación que se presenta entre plantas que procesan gas de yacimientos diferentes. Para el alcance del presente artículo se emplea la métrica volumétrica como indicador principal, bajo el supuesto de que las corrientes del distrito analizado presentan poderes caloríficos comparables entre sí. Cabe precisar que esta comparabilidad no fue verificada mediante una medición cuantitativa específica para el período analizado, por lo que se declara como supuesto del estudio y se recoge como limitación en la sección 6.1.

4.2. Fuente y depuración de los datos de costo

Los costos se obtuvieron del sistema de gestión SAP, mediante los reportes de costos reales por centro de costo y por orden de mantenimiento. La extracción bruta no es utilizable de forma directa: contiene partidas que no corresponden a gasto de mantenimiento y partidas que, aun siendo de mantenimiento, no deben computarse como gasto del período. Por lo anterior, se aplicó el criterio de depuración que se resume en la Tabla 2.

Criterio	Tratamiento	Fundamento
Órdenes de gasto operacional (correctivo, preventivo, predictivo)	Se incluyen en el numerador	Constituyen el costo de sostener la función del activo

Criterio	Tratamiento	Fundamento
Órdenes de inversión asociadas a reemplazo o mejora de capacidad	Se excluyen del numerador	Se capitalizan conforme al criterio de reconocimiento de la NIC 16 [19]
Mantenimiento mayor extraordinario de carácter no recurrente	Se identifica y se reporta por separado	Su inclusión sin advertencia distorsiona la comparación entre plantas
Costos de servicios compartidos entre dos plantas contiguas	Se consolidan como una sola unidad de análisis	No existe frontera de imputación auditable entre ambas instalaciones
Costos ajenos a la función de mantenimiento imputados por error	Se excluyen previa validación con el responsable del centro de costo	Integridad del dato como requisito de la Fase 1 [1, 22]

Tabla 2: Criterios de depuración aplicados a los registros de costo extraídos de SAP. Elaboración propia.

El cuarto criterio de la Tabla 2 merece un comentario. Dos de las seis plantas del distrito comparten servicios auxiliares y personal de mantenimiento, de modo que la imputación de costos entre ambas responde a una convención administrativa y no a una frontera física verificable. Se decide, por lo tanto, tratarlas como una única unidad de análisis. Se prefirió perder resolución antes que reportar una cifra que no resiste auditoría.

4.3. Datos de producción y período de análisis

Los volúmenes procesados se obtuvieron de los registros de flujo de cada planta y se expresan como flujo promedio diario en millones de metros cúbicos estándar por día (MMm³sd). El período de análisis abarca desde enero de 2025 hasta junio de 2026, esto es, 546 días. Se optó por un horizonte de dieciocho meses para amortiguar el efecto de las intervenciones puntuales de alto monto, que en un horizonte mensual o trimestral dominan por completo el indicador y lo vuelven inestable.

Por razones de confidencialidad comercial, las plantas se identifican en este artículo como Planta A a Planta E. Las cifras de costo y de volumen corresponden a los valores reales del período.

5. Caso de estudio y resultados

El distrito analizado está compuesto por seis plantas de procesamiento de gas natural, dos de las cuales se consolidan en una sola unidad de análisis según lo indicado en la sección 4.2, resultando cinco unidades comparables. Las instalaciones presentan tecnologías de compresión y tratamiento equivalentes, y operan bajo el mismo contexto contractual de mantenimiento, lo que favorece la comparabilidad entre las unidades.

5.1. Costo absoluto de mantenimiento

La Figura 2 presenta el costo total de mantenimiento del período para cada unidad de análisis. Como puede apreciarse, la Planta C encabeza el ranking con 2,997 MMUSD, seguida por la Planta A con 2,377 MMUSD. La Planta D cierra la lista con 0,955 MMUSD. Bajo esta lectura, la conclusión de gestión sería concentrar el esfuerzo de reducción de costos en las Plantas C y A.

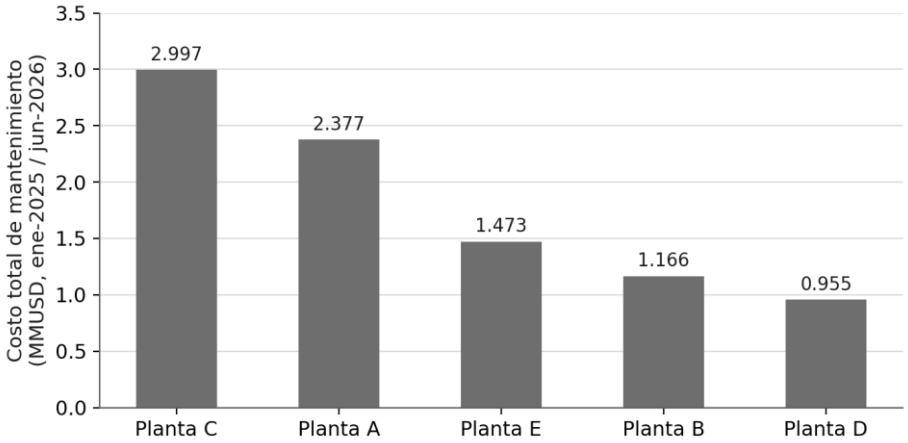


Figura 2: Costo total de mantenimiento por unidad de análisis. Período enero 2025 – junio 2026.

Conocido esto, y sabiendo que las plantas del distrito difieren de forma considerable en capacidad de procesamiento, la lectura anterior resulta insuficiente. La Planta C y la Planta E procesan del orden de 4,6 y 4,7 MMm³sd respectivamente, mientras que las Plantas A, B y D operan en el rango de 1,6 a 1,8 MMm³sd. Es decir, la jerarquía de la Figura 2 está reflejando en buena medida el tamaño de la instalación.

5.2. Costo normalizado por volumen procesado

Aplicando la Ecuación (1) a cada unidad de análisis se obtienen los resultados consolidados en la Tabla 3 y representados en la Figura 3.

Unidad	Costo total (MMUSD)	Flujo prom. diario (MMm³sd)	Volumen período (MMm³)	Costo normalizado (USD/MMm³)
Planta A	2,377	1,61	879,1	2.706
Planta B	1,166	1,60	873,6	1.335
Planta C	2,997	4,61	2.517,1	1.192
Planta D	0,955	1,78	971,9	981
Planta E	1,473	4,71	2.571,7	572
Distrito	8,968	14,31	7.813,3	1.148

Tabla 3: Costo absoluto, volumen procesado y costo normalizado de mantenimiento por unidad de análisis. Período enero 2025 – junio 2026. La fila Distrito corresponde al promedio ponderado por volumen.

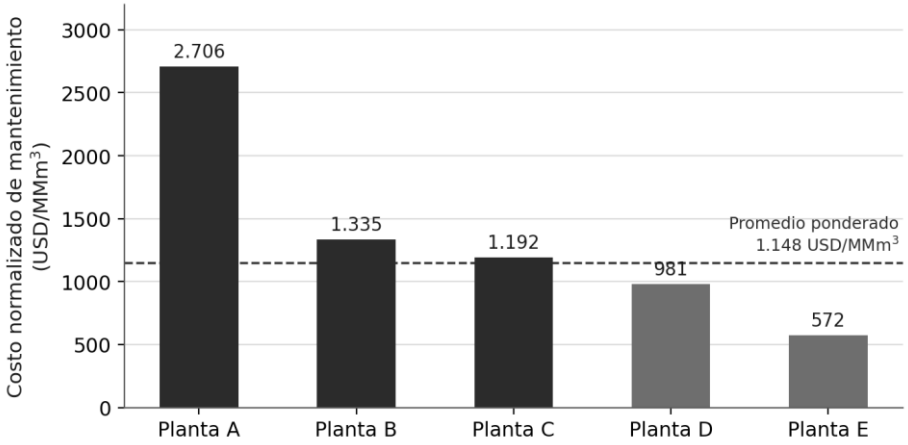


Figura 3: Costo normalizado de mantenimiento por unidad de análisis, expresado en USD/MMm³. Las barras de tono oscuro corresponden a las unidades situadas por sobre el promedio ponderado del distrito.

Como puede apreciarse, la Planta A presenta un costo normalizado de 2.706 USD/MMm³, valor 4,7 veces superior al de la Planta E, que con 572 USD/MMm³ constituye la referencia de mejor desempeño del distrito. El promedio ponderado por volumen alcanza 1.148 USD/MMm³, valor que tres unidades superan: las Plantas A, B y C. Ahora bien, conviene distinguir entre ellas: la Planta A lo excede en un 136 % y la Planta B en un 16 %, mientras que la Planta C lo supera solo en un 3,9 %. Dado que el estudio no incluye una estimación formal de incertidumbre del indicador, esta desviación menor se interpreta con cautela y no justifica por sí sola una intervención (ver sección 5.4).

5.3. Reordenamiento de la jerarquía

El resultado más relevante del análisis no es el valor del indicador sino el reordenamiento que produce. La Figura 4 contrasta la posición de cada unidad bajo ambos criterios.

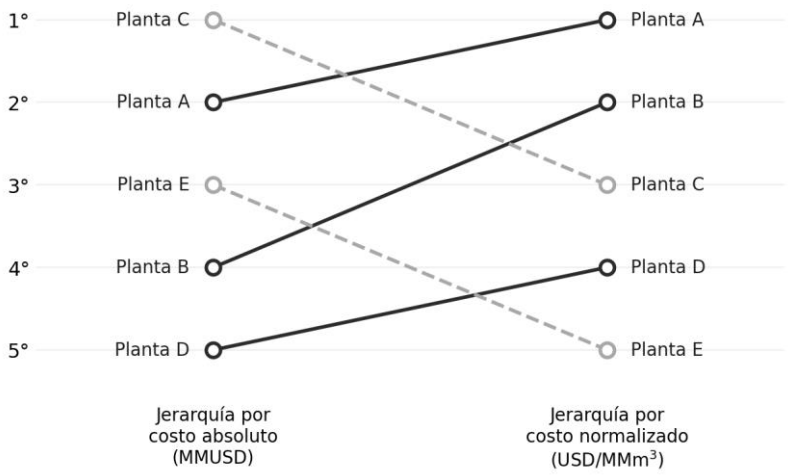


Figura 4: Reordenamiento de la jerarquía de plantas al pasar del criterio de costo absoluto al criterio de costo normalizado.

La Planta C, primera por costo absoluto, desciende al tercer lugar al normalizar: su gasto es alto porque su volumen procesado es alto. La Planta E, tercera por costo absoluto, se desplaza al último lugar y pasa a ser la referencia de eficiencia del distrito. En sentido inverso, la Planta B asciende del cuarto al segundo lugar, y la Planta A pasa a encabezar la jerarquía. El coeficiente de correlación de rangos de Spearman entre ambas ordenaciones alcanza un valor de 0,30, lo

que confirma de forma cuantitativa que la jerarquía por costo absoluto conserva poca información sobre la eficiencia relativa del gasto. Debe señalarse que, con cinco unidades de análisis, este coeficiente tiene carácter descriptivo y no admite contraste de significancia estadística.

De igual forma, resulta pertinente cuantificar la brecha en términos económicos. Si las unidades situadas por sobre el promedio ponderado convergieran a ese valor, la brecha económica potencial sería del orden de 1,64 MMUSD en el período de dieciocho meses, equivalente a aproximadamente 1,09 MMUSD anuales. La Tabla 4 detalla ese cálculo. Como puede apreciarse, la Planta A concentra el 83 % de la brecha total del distrito.

Unidad	Costo real período (USD)	Costo al promedio del distrito (USD)	Brecha (USD)
Planta A	2.377.000	1.008.978	1.368.022
Planta B	1.166.000	1.002.711	163.289
Planta C	2.997.000	2.889.062	107.938
Total	6.540.000	4.900.751	1.639.249

Tabla 4: Brecha económica de las unidades que superan el promedio ponderado del distrito (1.148 USD/MMm³).

Se advierte que esta brecha económica potencial no constituye un ahorro comprometido. Es una oportunidad económica teórica —una cota superior del potencial de mejora— cuya realización efectiva depende de que las causas del sobrecosto sean gestionables, cuestión que el indicador por sí solo no resuelve.

Respecto de la referencia utilizada, el promedio ponderado por volumen se adopta como benchmark por ser un valor interno, auditable y construido con los mismos criterios de imputación de las cinco unidades, lo que evita introducir supuestos externos de comparabilidad. Ahora bien, la convergencia al promedio no representa necesariamente el óptimo técnico-económico del distrito: constituye una referencia conservadora de primera aproximación. La Planta E, que presenta el mejor desempeño unitario observado (572 USD/MMm³), podría emplearse como referencia más exigente en un análisis posterior, siempre que se compruebe previamente su comparabilidad operacional con el resto de las unidades.

5.4. Análisis de sensibilidad del ranking

Como criterio de robustez, se evaluó el efecto de variaciones de ±10 % en el costo de mantenimiento o en el volumen procesado sobre la posición relativa de cada unidad. El resultado es concluyente en los extremos: la Planta A conserva el primer lugar del ranking aun con una reducción de 10 % en su costo (2.435 USD/MMm³, más del doble del promedio ponderado), y la Planta E conserva el último lugar aun con un aumento de 10 % (629 USD/MMm³). Las posiciones intermedias, en cambio, son sensibles: una variación de esa magnitud puede intercambiar el orden entre las Plantas B y C (1.202 frente a 1.311 USD/MMm³ en el caso extremo) y entre las Plantas C y D (1.073 frente a 1.079 USD/MMm³), cuyos costos normalizados difieren entre sí en menos de un 22 %. De igual forma, la condición de la Planta C por sobre el promedio ponderado no es robusta: una disminución de 10 % en su costo la sitúa en 1.073 USD/MMm³, bajo el promedio recalculado del distrito (1.110 USD/MMm³). Por lo anterior, las conclusiones de gestión del presente trabajo se apoyan en las posiciones extremas del ranking —la brecha de la Planta A y la referencia de la Planta E—, que se mantienen estables ante perturbaciones de esta magnitud, y no en el ordenamiento fino de las posiciones intermedias.

6. Discusión: qué revela y qué no revela el indicador

El indicador de costo normalizado identifica dónde mirar, no qué corregir. Esa distinción es la principal consideración práctica que se desprende de la aplicación descrita, y conviene desarrollarla porque de ella depende el uso correcto de la herramienta.

Un costo normalizado elevado admite al menos cuatro explicaciones de naturaleza distinta. La primera es la más obvia y la que suele asumirse por defecto: alta tasa de fallas, es decir, un problema de confiabilidad del activo. La segunda es el sobremantenimiento, entendido como la ejecución de intervenciones preventivas con frecuencia superior a la que el modo de falla justifica, situación que genera costo sin generar disponibilidad adicional y que Moubray describe como una de las patologías más frecuentes de los planes de mantenimiento heredados [24] y que Arata Andreani reporta como práctica extendida en la industria de proceso latinoamericana [23]. La tercera es de origen operacional: condiciones de proceso fuera del rango de diseño, ciclos de arranque y parada excesivos, o calidad del fluido que acelera el deterioro. La cuarta es de origen contable: una imputación de costos que no refleja la realidad física de la instalación.

Las cuatro explicaciones producen el mismo síntoma y requieren respuestas incompatibles entre sí. Confundirlas tiene un costo alto: reducir el mantenimiento preventivo en una planta cuyo problema es la confiabilidad agrava la situación; aplicar análisis causa raíz sobre un caso de sobremantenimiento consume recursos técnicos sin resultado. Por lo anterior, el indicador debe entenderse como el disparador de un diagnóstico y no como el diagnóstico mismo.

La Figura 5 resume esta secuencia: el indicador elevado dispara un diagnóstico, el diagnóstico se prioriza mediante el análisis de criticidad de la Fase 2, y de allí se deriva la herramienta técnica que corresponda —RCA, RCM u optimización de planes de mantenimiento—, conectando así el resultado de la Fase 1 con las fases posteriores del MGM (ver Figura 5).



Figura 5: Secuencia de uso del indicador: del costo normalizado elevado al diagnóstico de causas y a las fases posteriores del MGM. Elaboración propia.

Un segundo aspecto a considerar es la sensibilidad del indicador al horizonte temporal. Una intervención mayor de carácter no recurrente puede duplicar el indicador de una planta pequeña en un trimestre determinado, sin que ello constituya información útil sobre su desempeño estructural. En el caso analizado se observó que los máximos mensuales de costo coinciden con intervenciones puntuales y no con los períodos de mayor flujo procesado, lo que confirma la debilidad de la relación entre costo y volumen en el corto plazo y justifica el horizonte de dieciocho meses adoptado.

Un tercer aspecto, quizás el más determinante para la implantación, es la calidad del dato de origen. La comparabilidad del indicador descansa por completo en que el criterio de imputación de costos sea homogéneo entre plantas y estable en el tiempo. Si una instalación carga a mantenimiento partidas que otra clasifica como operación, el indicador comparará prácticas contables y no desempeños. Esta es la razón por la cual la depuración descrita en la sección 4.2 no es un paso accesorio del método sino su condición de validez, y por la cual la integridad de los datos figura de forma explícita como indicador funcional en la cascada del BSC [1, 10]. En la misma línea, la auditoría de la gestión del mantenimiento con enfoque multicriterio ha sido

propuesta recientemente como mecanismo para evaluar, entre otros aspectos, la calidad de la información que sustenta los indicadores [31].

6.1. Limitaciones del estudio

El alcance de los resultados debe leerse a la luz de las siguientes limitaciones. Primero, el volumen procesado es una variable relevante pero no la única: la antigüedad del parque de equipos, la severidad del servicio, el nivel de redundancia instalada, la configuración tecnológica y las obligaciones normativas explican también parte del costo. Una formulación más completa reemplazaría el cociente simple por un modelo de regresión con múltiples variables explicativas, en línea con lo que la norma ISO 50006 admite para los indicadores de desempeño energético [17]. Segundo, la comparabilidad del poder calorífico entre las corrientes del distrito se adopta como supuesto del estudio y no fue verificada cuantitativamente para el período analizado; de existir diferencias relevantes, la métrica energética USD/MMBtu debiera reemplazar a la volumétrica como indicador principal. Tercero, el estudio no incluye una estimación formal de incertidumbre del indicador —intervalos de confianza o error de medición—, por lo que las desviaciones menores respecto del promedio se interpretan únicamente mediante el análisis de sensibilidad de la sección 5.4. Cuarto, con cinco unidades de análisis el coeficiente de correlación de Spearman tiene carácter descriptivo y no admite contraste de significancia estadística. Finalmente, el promedio ponderado del distrito es una referencia interna y conservadora, que no representa necesariamente el óptimo técnico-económico. Estas extensiones se consideran un desarrollo natural del presente trabajo y se enuncian en la sección siguiente.

7. Conclusiones y trabajo futuro

La aplicación del indicador de costo de mantenimiento por unidad producida, propuesto por la Fase 1 del MGM como indicador clave de la perspectiva financiera del Cuadro de Mando Integral, permitió reordenar de forma sustantiva la jerarquía de plantas de un distrito de procesamiento de gas natural. Las conclusiones específicas del estudio son las siguientes:

- La jerarquía por costo absoluto y la jerarquía por costo normalizado difieren de forma sustantiva, con un reordenamiento importante de las posiciones y un coeficiente de correlación de rangos de Spearman de 0,30, valor de carácter descriptivo dado el número de unidades analizadas. La planta de mayor gasto absoluto ocupa el tercer lugar al normalizar, y la planta de menor costo unitario del distrito ocupaba el tercer lugar de gasto absoluto.
- La dispersión del costo normalizado entre plantas de tecnología equivalente alcanza un factor de 4,7 entre el valor máximo y el mínimo, magnitud que no es atribuible a diferencias de escala y que por lo tanto constituye una oportunidad de gestión legítima.
- La brecha económica potencial asociada a las unidades que superan el promedio ponderado del distrito se estima en 1,09 MMUSD anuales, de la cual una sola planta concentra el 83 %. Esta cifra debe entenderse como una oportunidad económica potencial —cota superior teórica de mejora— y no como un ahorro comprometido ni garantizado.
- La validez del indicador descansa sobre la homogeneidad del criterio de imputación contable entre instalaciones. La depuración de los registros conforme al criterio de capitalización de la NIC 16 y la consolidación de las unidades que comparten servicios son condiciones de comparabilidad, no refinamientos opcionales.
- El indicador identifica dónde existe un sobrecosto relativo, pero no discrimina entre sus causas posibles —baja confiabilidad, sobremantenimiento, condición operacional o error de imputación—, las cuales requieren respuestas técnicas incompatibles entre sí.

En conclusión, la normalización del costo de mantenimiento no constituye un refinamiento estadístico sino un cambio en la unidad de decisión: se pasa de administrar un presupuesto a

administrar una eficacia relativa del gasto. Ese cambio es, en los términos del MGM, el propósito mismo de la Fase 1. En definitiva, el principal aporte del indicador es mejorar la unidad de decisión sobre la cual se priorizan los análisis técnicos posteriores.

Como trabajo futuro se plantean tres líneas de desarrollo. La primera consiste en aplicar la Fase 2 del MGM, jerarquizando los equipos que componen las plantas de mayor costo normalizado mediante un modelo de criticidad basado en el factor riesgo [20, 26, 32], de modo de identificar qué activos concentran el sobrecosto. La segunda consiste en aplicar la Fase 3, mediante análisis causa raíz sobre los equipos así identificados, para discriminar entre las causas descritas en la sección 6. La tercera consiste en extender la formulación del indicador desde el cociente simple hacia un modelo multivariable que incorpore antigüedad, severidad de servicio y redundancia como variables explicativas adicionales, en línea con la práctica establecida en gestión del desempeño energético [17]. En paralelo, se considera pertinente vincular el indicador con el análisis de costos de ciclo de vida, cuya aplicación en la industria del Oil & Gas se encuentra documentada [21].

8. Referencias

[1] Parra, C. A., & Crespo, A. (2019). Ingeniería de mantenimiento y fiabilidad aplicada en la gestión de activos (2nd ed., edición digital). INGEMAN, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Universidad de Sevilla. ISBN 978-1-716-34617-0.

[2] Crespo Márquez, A. (2007). The maintenance management framework: Models and methods for complex systems maintenance. Springer Verlag. https://doi.org/10.13140/RG.2.2.16765.38884

[3] Crespo, A., Moreu de León, P., Gómez, J., Parra, C., & López, M. (2009). The maintenance management framework. Journal of Quality in Maintenance Engineering, 15(2), 167–178. https://doi.org/10.1108/13552510910961110

[4] Crespo Márquez, A., & Gupta, J. N. D. (2006). Contemporary maintenance management: Process, framework and supporting pillars. Omega, 34(3), 313–326. https://doi.org/10.1016/j.omega.2004.11.003

[5] Kaplan, R. S., & Norton, D. P. (1992). The Balanced Scorecard — Measures that drive performance. Harvard Business Review, 70(1), 71–79.

[6] Kaplan, R. S., & Norton, D. P. (1996). Using the Balanced Scorecard as a strategic management system. Harvard Business Review, 74(1), 75–85.

[7] Tsang, A. H. C., Jardine, A. K. S., & Kolodny, H. (1999). Measuring maintenance performance: A holistic approach. International Journal of Operations and Production Management, 19(7), 691–715. https://doi.org/10.1108/01443579910271674

[8] Meekings, A. (1995). Unlocking the potential of performance measurement: A practical implementation guide. Public Money and Management, 15(4), 5–12.

[9] Wireman, T. (1998). Developing performance indicators for managing maintenance. Industrial Press.

[10] Mather, D. (2005). The maintenance scorecard. Industrial Press.

[11] Gelders, L., Mannaerts, P., & Maes, J. (1994). Manufacturing strategy, performance indicators and improvement programmes. International Journal of Production Research, 32(4), 797–805.

[12] Pintelon, L. M., & Gelders, L. F. (1992). Maintenance management decision making. European Journal of Operational Research, 58(3), 301–317. https://doi.org/10.1016/0377-2217(92)90062-E

[13] European Committee for Standardization. (2019). EN 15341: Maintenance — Maintenance key performance indicators. CEN.

[14] European Committee for Standardization. (2017). EN 13306: Maintenance — Maintenance terminology. CEN.

[15] International Organization for Standardization. (2016). ISO 14224: Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment. https://www.iso.org/standard/64076.html

[16] International Organization for Standardization. (2018). ISO 50001: Energy management systems — Requirements with guidance for use. https://www.iso.org/standard/69426.html

[17] International Organization for Standardization. (2014). ISO 50006: Energy management systems — Measuring energy performance using energy baselines (EnB) and energy performance indicators (EnPI). https://www.iso.org/standard/51869.html

[18] International Organization for Standardization. (2014). ISO 55000: Asset management — Overview, principles and terminology. https://www.iso.org/standard/55088.html

[19] International Accounting Standards Board. (2003). NIC 16 — Propiedades, planta y equipo. IFRS Foundation.

[20] Parra, C., Tino, G., Parra, J. A., Viveros, P., & Kristjanpoller, F. (2022). Criticality analysis techniques applied to optimize maintenance management processes: Tools based on the qualitative and quantitative risk model. In V. González-Prida, C. Márquez & A. Márquez (Eds.), Cases on optimizing the asset management process (pp. 180–207). IGI Global. https://doi.org/10.4018/978-1-7998-7943-5.ch008

[21] Viveros, P., Parra, C., Kristjanpoller, F., González-Prida, V., & Crespo, A. (2020). Life cycle cost techniques for decision making in maintenance optimization: Case study in oil and gas industry. DYNA Management, 8(1). https://doi.org/10.6036/MN9825

[22] Parra, C., Viveros, P., Kristjanpoller, F., Crespo, A., & González-Prida, V. (2021). Audit and diagnosis in asset management and maintenance applied in the electrical industry. DYNA, 96(3), 238. https://doi.org/10.6036/10037

[23] Arata Andreani, A. (2009). Ingeniería y gestión de la confiabilidad operacional en plantas industriales. RIL Editores.

[24] Moubray, J. (1997). Reliability-Centered Maintenance (2nd ed.). Butterworth-Heinemann.

[25] Campbell, J. D., & Jardine, A. K. S. (2001). Maintenance excellence: Optimizing equipment life-cycle decisions. Marcel Dekker.

[26] Woodhouse, J. (1996). Managing industrial risk. Chapman & Hall.

[27] Parra, C., González-Prida, V., Candón, E., De la Fuente, A., Martínez-Galán, P., & Crespo, A. (2020). Integration of asset management standard ISO 55000 with a maintenance management model. In A. Crespo Márquez, D. Komljenovic & J. Amadi-Echendu (Eds.), Proceedings of the 14th World Congress on Engineering Asset Management (pp. 189–200). Springer. https://doi.org/10.1007/978-3-030-64228-0_17

[28] Parra, C., Morán, C., Pizarro, F., Duque, P., Aránguiz, A., González-Prida, V., & Parra, J. (2024). Implementation of the asset management, operational reliability and maintenance survey in recycled beverage container manufacturing lines. Information, 15(12), 784. https://doi.org/10.3390/info15120784

[29] Parra Zamudio, O. A. (2026). Manual de aplicación integrada de las metodologías Balanced Scorecard (BSC) y AMORMS para la identificación de KPI en la gestión de activos físicos en MiPymes avícolas del Meta [Trabajo de grado, Universidad Santo Tomás, Seccional Tunja].

[30] Ortiz Porras, J. E., Bancovich Erquínigo, A. M., Quintana Saavedra, H. S., Crispín Chamorro, P. L., & Huayanay Palma, L. M. (2024). Modelo de gestión basado en el mantenimiento productivo total (TPM) y Six Sigma para aumentar la efectividad global de los equipos (OEE) en una empresa de confecciones de Lima, Perú. Industrial Data, 27(2), 123–152. https://doi.org/10.15381/idata.v27i2.26975

[31] Infante-Haynes, Á. E., Suárez-Pérez, Z. B., Castillo-Pantoja, H., & Leyva-Velázquez, A. (2022). Auditoría de gestión de la calidad en el mantenimiento con enfoque multicriterio. Ciencias Holguín, 28(4). https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=181574283003

[32] Saraiba-Núñez, L. I., Arbella-Feliciano, Y., Moreno-Pino, M. R., & Torres-Sainz, R. (2023). La gestión del mantenimiento acorde a la criticidad de los activos. Ciencias Holguín, 29(2). https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=181574886002

Declaración ética

Conflicto de Interés: Nada que declarar. **Financiamiento:** Nada que declarar. **Revisión por Pares:** Doble ciego.

Todo el contenido de la RIMCEO — Revista de Activos de Ingeniería en Mantenimiento, Confiabilidad y Excelencia Operacional, está licenciada bajo Creative Commons, a menos que se especifique lo contrario o se trate de contenido recuperado de otras fuentes bibliográficas.