

El petróleo cae. ¿Por qué sus costos no caen igual de rápido?

La asimetría entre precios de energía y estructura de costos, y lo que la alta dirección centroamericana debe hacer antes de que se cierre la ventana

1. Contexto y relevancia del tema

El 28 de febrero de 2026, el conflicto entre Irán, Israel y Estados Unidos cerró de facto el Estrecho de Ormuz, el paso por el que transita cerca de una quinta parte del crudo mundial. El mercado reaccionó como era previsible: el Brent superó los US\$100 por barril en marzo, algo que no ocurría desde 2022, y llegó a un pico cercano a los US\$117 en abril. El 18 de junio, Estados Unidos e Irán firmaron un memorando de entendimiento para reabrir el estrecho, y desde entonces el crudo se ha desplomado con una velocidad que sorprendió incluso a quienes pronosticaban escenarios de US\$150 por barril. Según datos de la U.S. Energy Information Administration (EIA), el Brent promedió US\$85 por barril en junio —22 dólares por debajo de mayo— y cayó por debajo de US\$70 el 1 de julio.

Para cualquier dueño, CEO o CFO en Centroamérica que presupuestó su año con energía y combustibles en niveles de crisis, la pregunta inmediata es tentadora: si el petróleo bajó tan rápido como subió, ¿mis costos deberían estar bajando igual de rápido? La evidencia académica y de consultoría dice que no, y entender por qué es hoy una decisión de rentabilidad, no un ejercicio académico.

2. Evidencia y tendencias clave

El fenómeno tiene nombre propio en la literatura económica: “rockets and feathers” (cohetes y plumas). James Bacon lo documentó por primera vez en 1991 estudiando el mercado minorista de gasolina del Reino Unido, y Borenstein, Cameron y Gilbert lo confirmaron en 1997 en el Quarterly Journal of Economics para el mercado estadounidense: cuando el crudo sube, el precio en el surtidor sube casi de inmediato; cuando el crudo baja, el precio en el surtidor tarda semanas en reflejarlo, si es que lo refleja por completo.

El patrón no se limita a los combustibles. Anderson, Banker y Janakiraman, en un estudio publicado en el Journal of Accounting Research (2003) sobre 7,629 empresas a lo largo de 20 años, encontraron que los costos de venta, generales y administrativos (SG&A) suben en promedio 0.55% por cada 1% de aumento en la actividad, pero bajan solo 0.35% por cada 1% de caída. Es lo que la literatura llama “sticky costs” o costos pegajosos: suben con el ascensor, bajan por la escalera.

“Los costos de venta, generales y administrativos aumentan más cuando sube la actividad de lo que disminuyen cuando la actividad cae en la misma magnitud.”

— Anderson, Banker y Janakiraman, *Journal of Accounting Research*, 2003

McKinsey & Company documenta el mismo patrón desde el lado comercial: en su análisis “The commercial response to cost volatility”, la firma señala que cuando los costos de insumos caen, los precios de los proveedores tardan en seguir esa caída, dejando a muchas empresas pagando de más durante meses después de que el mercado ya se movió. El patrón se repite en cada ciclo de commodities: las alzas se trasladan en semanas; las bajas, en trimestres, si es que alguien las exige activamente.

El ciclo de 2026 añade un matiz importante para quienes gestionan flota, logística o manufactura: el diésel —no la gasolina— es el verdadero indicador de riesgo. Durante el pico de la crisis, en mayo de 2026, el diésel llegó a cotizarse hasta US\$64 por barril por encima del crudo, un margen de refinación (“crack spread”) muy superior al histórico, explicado por la reducción estructural de la capacidad de refinación de diésel en Estados Unidos y Europa en los últimos años. Ese componente estructural —no cíclico— es precisamente el que menos probabilidad tiene de comprimirse con la misma velocidad con la que se disparó.

3. Impacto financiero para empresas en Centroamérica

Centroamérica es una región importadora neta de combustibles refinados, lo que significa que el precio que paga una empresa local no depende solo del Brent, sino de los márgenes de refinación, distribución y —en algunos países— de decisiones de política pública. El Ministerio de Energía y Minas de Guatemala reporta que, al 30 de junio de 2026, el país mantenía la gasolina más barata de la región (US\$4.08 por galón, frente a US\$4.38 en El Salvador, US\$4.58 en Honduras y US\$6.11 en Costa Rica). Pero esa ventaja no es enteramente de mercado: responde en buena parte a un subsidio a los combustibles vigente desde el 28 de abril de 2026, con un fondo de Q2,000 millones que se agota, según el propio MEM, hacia finales de julio de 2026.

Esa distinción importa para cualquier CFO regional: una cosa es una baja de costos estructural y sostenible, y otra muy distinta es un alivio temporal financiado por el fisco que puede revertirse en cuestión de semanas. Confundir ambas cosas al presupuestar el segundo semestre es un error común y costoso.

Si el patrón de “sticky costs” documentado por Anderson, Banker y Janakiraman se sostiene —una relación de 0.35 a 0.55, es decir, cerca del 64%— una caída del 30% en el costo de un insumo energético podría traducirse en una reducción real de apenas 19% en la línea de gasto correspondiente, salvo que exista una renegociación activa. En categorías donde ERA Group trabaja de forma recurrente en la región —energía, logística y fletes, empaques derivados del

petróleo, comisiones de tarjeta con recargos por combustible, y respaldo eléctrico con generadores diésel para IT y telecom— esa brecha se traduce directamente en margen que la empresa deja sobre la mesa.

4. Riesgos, ineficiencias y errores frecuentes de gestión

- Asumir que la baja del crudo se traslada automáticamente a fletes, energía y empaques, sin verificar contrato por contrato.
- Confundir un subsidio temporal —como el vigente en Guatemala hasta finales de julio— con una reducción estructural de costos al proyectar el resto del año.
- No monitorear el diésel de forma independiente del crudo: es el componente más rígido a la baja y el que más golpea a logística y manufactura.
- Agrupar combustible y energía dentro de “gastos operativos generales” sin desagregar. McKinsey documentó el caso de un fabricante que descubrió, catorce meses tarde, que el costo de un componente clave había subido 12% porque estaba mezclado con otras partidas.
- No tener un proceso estructurado y recurrente para exigir a proveedores el traslado de las bajas de costos: según McKinsey, las empresas sin ese proceso capturan apenas 1% a 2% de ahorro real, frente a 4% a 6% en las que sí lo tienen.

5. Lectura estratégica y reflexiones para la alta dirección

La pregunta que debería estar en la agenda del próximo comité de dirección no es “¿bajó el petróleo?”. Es: “¿cuánto de esa baja llegó realmente a mi estado de resultados, y en cuánto tiempo?”. La EIA proyecta que el Brent promediará US\$74 por barril en el tercer trimestre de 2026 y podría bajar hasta US\$65 en 2027. Eso abre una ventana de dos a tres trimestres en la que las empresas que renegocian de forma proactiva —en lugar de esperar a que el proveedor ofrezca la baja por iniciativa propia— capturan la pluma antes que su competencia.

Los costos pegajosos no son un destino inevitable: son el resultado de la ausencia de un proceso activo de revisión. La disciplina que exige renegociar cuando el mercado sube es la misma que debería exigir renegociar cuando el mercado baja, y son pocas las organizaciones en la región que tienen esa disciplina institucionalizada.

Reflexión final

El ciclo del petróleo de 2026 —de los US\$117 en abril a menos de US\$70 en julio— es un recordatorio de que la volatilidad ya no es la excepción, es la norma. En ese entorno, revisar de forma continua la estructura de costos y gastos, identificar las ineficiencias que la coyuntura

oculta, y contar con el apoyo de un socio externo, independiente y con visión regional, deja de ser una opción y se convierte en la forma más responsable de proteger el margen, sostener la rentabilidad y asegurar el crecimiento en un entorno cada vez más complejo.

En ERA Group trabajamos bajo un principio simple: **si no identificamos ahorros reales y demostrados, no cobramos honorarios**. Durante las próximas dos semanas de julio estaremos realizando Estudios de Viabilidad sin costo para empresas que quieran cuantificar, categoría por categoría, cuánto de la baja del petróleo debería estar ya reflejada en su estructura de costos. Si le interesa tener esa claridad antes del cierre del tercer trimestre, hablemos.

Fuentes

1. Bacon, R. W. (1991). "Rockets and feathers: the asymmetric speed of adjustment of UK retail gasoline prices to cost changes." *Energy Economics*.
2. Borenstein, S., Cameron, A. C., & Gilbert, R. (1997). "Do Gasoline Prices Respond Asymmetrically to Crude Oil Price Changes?" *Quarterly Journal of Economics*.
3. Anderson, M., Banker, R., & Janakiraman, S. (2003). "Are Selling, General, and Administrative Costs 'Sticky'?" *Journal of Accounting Research*, 41(1).
4. McKinsey & Company (2024–25). "The commercial response to cost volatility" y "The pricing response to cost volatility."
5. U.S. Energy Information Administration (EIA), Short-Term Energy Outlook, julio de 2026.
6. Bloomberg Opinion (11 de junio de 2026). "10 Reasons Why Oil Is Still Below \$100 a Barrel."
7. The Economist (2 de julio de 2026). "We Were Wrong About Oil."
8. Ministerio de Energía y Minas de Guatemala (MEM). Monitoreo semanal de precios de combustibles en Centroamérica, junio de 2026.