

Tarifa estable, spot al alza: la brecha de energía que erosiona el margen

Por qué la estabilidad de la tarifa regulada en Guatemala no protege a las empresas que compran su energía en el mercado mayorista, y qué decisiones debe tomar hoy la alta dirección.



1. Contexto y relevancia

La conversación pública sobre energía en Guatemala de los últimos meses ha estado dominada por una buena noticia: la tarifa regulada se mantiene. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) confirmó el 31 de julio de 2026 que las tarifas para el trimestre agosto-octubre permanecen estables, el cuarto año consecutivo sin movimientos relevantes. En el distribuidor EEGSA, la tarifa no social quedó en Q1.51 por kWh; en DEORSA, Q2.06; y en DEOCSA, Q2.12 (República, 31 de julio de 2026). La CNEE atribuye esa estabilidad a la diversidad de contratos de suministro y de tecnologías de generación.

El problema es que una tarifa regulada estable puede generar una falsa sensación de tranquilidad en la gerencia financiera. Las empresas grandes, que compran energía directamente en el mercado mayorista, no pagan esa tarifa: pagan precios de contrato y, en la porción no cubierta, el precio de oportunidad o spot. Y ese precio, durante 2026, ha tenido una dinámica completamente distinta.

Este documento analiza qué está pasando con el costo real de la energía para empresas de US\$20 millones a US\$150 millones en ventas, cómo dimensionar el impacto sobre márgenes y flujo de caja, y qué decisiones debería estar tomando la alta dirección antes de que se consolide el efecto de El Niño sobre 2027.

2. Evidencia y tendencias clave

El Administrador del Mercado Mayorista (AMM) reporta que el precio spot promedio en Guatemala pasó de US\$89.92 por MWh en agosto de 2025 a US\$167.46 en agosto de 2026, un incremento de 86.2% (AMM, vía DataExport/AGEXPORT, 23 de septiembre de 2026, e Infobae, 24 de septiembre de 2026). En julio, el promedio fue de US\$134.32 por MWh, 58.7% sobre el mismo mes de 2025, con un máximo de US\$257.23 (AMM, vía Prensa Libre, agosto 2026). El 20 de agosto, la salida de la planta de carbón San José, de 120 MW, llevó el spot a un máximo de US\$440 por MWh y a un promedio de US\$350 ese día (Prensa Libre, con datos del AMM).

La mezcla de generación explica el movimiento. Según Infobae con datos del AMM, la generación hidroeléctrica de agosto cayó 25.5% interanual, las turbinas de vapor pasaron de 23.5% a 44% de la generación total y más de la mitad de la producción depende de fuentes no renovables. La demanda máxima creció 8.6% en 2026 frente a 2025, y el consumo mensual de julio subió 13.6% interanual (Prensa Libre). Es decir, menos agua, más demanda y más generación térmica con combustibles caros.

El fenómeno es regional. El precio promedio del Mercado Eléctrico Regional (MER) en agosto de 2026 fue de US\$180.56 por MWh, 69.8% por encima de agosto de 2025, y Panamá no exportó electricidad a Centroamérica durante julio y agosto, tras haber exportado entre 101 y 143 GWh mensuales en el primer semestre (Infobae, 30 de septiembre de 2026). La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) ya había reportado en abril una dispersión amplia entre países: Guatemala entre US\$40 y US\$171 por MWh, Panamá con un mínimo de US\$46 y Costa Rica con un máximo de US\$410 (CRIE, vía Infobae, 26 de junio de 2026).

Hacia adelante, los pronósticos no dan tregua. Deloitte, en su informe "Perspectivas económicas de Centroamérica, Panamá y República Dominicana", advierte que una menor generación hidroeléctrica puede presionar las tarifas al alza, que los gobiernos podrían compensar con generación térmica más cara y que los efectos más severos sobre embalses e infraestructura energética se proyectan para 2027 (vía Infobae, 12 de septiembre de 2026). Infobae (26 de septiembre) reporta además un riesgo de 60% de déficit para la generación hidroeléctrica en el trimestre octubre-diciembre y subraya que más de la mitad de la capacidad hidroeléctrica instalada de la región tiene más de 30 años.

Indicador	Dato	Fuente
Spot Guatemala, agosto 2026 vs. agosto 2025	US\$167.46 vs. US\$89.92 por MWh (+86.2%)	AMM vía DataExport/Infobae
Spot Guatemala, julio 2026	US\$134.32 promedio; máximo US\$257.23	AMM vía Prensa Libre
Pico del 20 de agosto 2026	Máximo US\$440; promedio US\$350 por MWh	AMM vía Prensa Libre
Generación hidroeléctrica, agosto	-25.5% interanual	Infobae (AMM)

Indicador	Dato	Fuente
Turbinas de vapor en la mezcla	De 23.5% a 44%	Infobae (AMM)
Demanda máxima 2026 vs. 2025	+8.6%	Infobae (AMM)
Precio MER, agosto 2026	US\$180.56 por MWh (+69.8% interanual)	Infobae Panamá
Exportaciones de Panamá, julio-agosto	0 (vs. 101-143 GWh mensuales en ene-jun)	Infobae Panamá
Tarifa regulada EEGSA, ago-oct 2026	Q1.51 por kWh (sin cambio)	CNEE vía República

3. Impacto financiero para empresas en Centroamérica

La energía no es la partida más grande del estado de resultados de la mayoría de las empresas, pero sí es una de las más volátiles y menos gestionadas. En manufactura, agroexportación, cadena de frío, hoteles y centros comerciales, el contrato eléctrico suele renovarse por inercia, con la fórmula que dejó el proveedor y sin que nadie en la empresa sea responsable del número final.

El mecanismo de transmisión es directo. Una empresa que compra en el mercado mayorista paga su energía contratada a precio de contrato y la porción restante al spot. Cuando el spot se duplica, el diferencial va directo al costo de ventas o al gasto operativo, sin tiempo para trasladarlo al precio de venta, especialmente en empresas exportadoras que compiten con precios fijados en dólares.

Ejercicio ilustrativo (cálculo propio de ERA Group, no corresponde a ningún cliente).

Empresa con ventas de US\$50 millones y consumo de 12,000 MWh al año; 40% de su carga expuesta al spot. Diferencial de agosto frente al año anterior: US\$167.46 – US\$89.92 = US\$77.54 por MWh. Si ese diferencial se sostuviera seis meses: 12,000 MWh x 6/12 x 40% = 2,400 MWh expuestos x US\$77.54 = **US\$186,096**, equivalente a 0.37 puntos porcentuales de las ventas. Limitaciones: considera solo el componente de energía, no incluye potencia, peajes ni cargos regulados, y usa como referencia el spot de un solo mes; los precios de contrato no son públicos y varían por empresa.

Tres consecuencias financieras merecen atención de la gerencia. Primero, la presión sobre el margen bruto en trimestres en los que el presupuesto fue construido con la tarifa del año anterior. Segundo, la volatilidad del flujo de caja: un pico como el del 20 de agosto puede concentrar en pocas horas un costo que no estaba en ningún escenario. Tercero, el efecto en decisiones de inversión: nadie dimensiona bien una expansión de planta, una cámara de frío o un centro de datos con un costo de energía que no puede proyectar.

4. Riesgos, ineficiencias y errores frecuentes de gestión

Confundir tarifa regulada con costo propio. La estabilidad que celebra el regulador aplica a usuarios regulados. Quien compra en el mercado mayorista está expuesto a otra variable. DataExport/AGEXPORT lo señala con claridad: las empresas afectadas son las que compran directamente en el mercado y carecen de contratos de largo plazo, desde manufactureras y agroexportadoras hasta operaciones de refrigeración, hoteles y centros comerciales.

Renovar contratos por inercia. Los contratos de suministro rara vez se comparan contra el mercado. Fórmulas de indexación, cláusulas de ajuste por combustible, bandas de consumo mínimo y penalizaciones por desvío pueden transferir riesgo al cliente sin que el CFO lo haya aprobado de forma explícita.

Cubrirse por intuición. La respuesta a la volatilidad no es adivinar el mercado. Un working paper publicado por el Wharton Financial Institutions Center (Adam, Fernando y Salas, 2015) estudió la cobertura selectiva en mineras de oro de Norteamérica y encontró que quienes incorporan opiniones de mercado a sus programas de cobertura tienden a aumentar la volatilidad futura de sus acciones y no a reducir el riesgo. El estudio es de otro sector y de otra época, pero su lección de gobierno corporativo es vigente: la cobertura necesita política y reglas, no corazonadas.

No asignar un dueño. En muchas empresas, la energía vive entre operaciones, compras y finanzas. Sin un responsable único por el costo total y la exposición, nadie mide el spot, nadie negocia a tiempo y nadie rinde cuentas cuando el número se desvía.

Subestimar el calendario. Si El Niño se mantiene fuerte hasta enero de 2027 y los embalses no se recuperan, la presión podría extenderse a la próxima temporada seca. Reaccionar cuando los embalses ya están bajos significa negociar desde una posición débil.

5. Lectura estratégica para la alta dirección

McKinsey, en su análisis "Five levers to optimize energy spend and risks for industrials" (julio de 2022), identifica cinco palancas para empresas industriales y estima que, combinadas, pueden reducir los costos de energía entre 7% y 10%. La cifra proviene del contexto europeo y no debe trasladarse mecánicamente a Centroamérica, pero el marco de decisión es útil y aplicable. Adaptado a la realidad regional, esto es lo que hacen las empresas mejor preparadas:

1. **Medir la exposición.** Cuantificar, mes a mes, qué porcentaje de la energía consumida se compra a precio de contrato y qué porcentaje al spot, y correr escenarios con precios de US\$150, US\$200 y US\$350 por MWh.

2. Estructurar la contratación. Revisar plazos, bloques de energía y potencia, fórmulas de ajuste y cláusulas de flexibilidad. McKinsey describe contratos de compra de energía (PPA) de entre 7 y 20 años como una vía para asegurar suministro y precio; la conveniencia depende de cada perfil de carga y debe analizarse caso por caso.

3. Evaluar generación propia. Solar en techo o cogeneración pueden reducir la dependencia del spot en las horas donde el costo es mayor. Infobae (26 de septiembre) recoge como medidas recomendadas la generación distribuida, las microrredes y la verificación de respaldo propio.

4. Gestionar la demanda. Desplazar cargas flexibles fuera de las horas de mayor precio puede reducir exposición sin inversión de capital.

5. Fijar una política de cobertura y un responsable. Reglas escritas sobre qué porcentaje cubrir, con qué instrumentos y quién autoriza, para evitar decisiones oportunistas.

Preguntas clave para el próximo comité de dirección: ¿Qué porcentaje de nuestra energía está expuesto al spot hoy y qué pasa con nuestro EBITDA si el precio se mantiene en US\$170 durante el primer semestre de 2027? ¿Cuándo vencen nuestros contratos y cuándo fue la última vez que se compararon contra el mercado? ¿Tenemos una política de cobertura aprobada por la gerencia financiera? ¿Quién es el dueño de este costo?

6. Reflexión final

La estabilidad de la tarifa regulada es un logro del sistema, pero no es una garantía para su empresa. El spot de agosto no mintió: en doce meses, el costo marginal de la energía en Guatemala casi se duplicó, y todo indica que la presión continuará mientras dure el déficit de agua. La pregunta que debe hacerse hoy cualquier CEO o CFO es sencilla y exigente a la vez: ¿cuánto de mi energía está protegido y cuánto depende de que llueva?

Las empresas deben revisar de forma continua sus gastos y costos, identificar ineficiencias estructurales y apoyarse en un socio externo experimentado, independiente y con visión regional, que les permita proteger márgenes, mejorar la rentabilidad y sostener el crecimiento en entornos cada vez más complejos. Eso es lo que hacemos en ERA Group: identificamos el ahorro, lo implementamos y lo monitoreamos para que se sostenga en el tiempo. Cobramos solo sobre el ahorro real demostrado: si no hay ahorros, no cobramos honorarios.

Si no puede responder hoy con precisión cuánta de su energía está expuesta al mercado spot, hay dinero sobre la mesa. La semana del 5 de octubre estaré coordinando conversaciones con CEOs y CFOs para revisar su exposición energética; separo 20 minutos para usted, y podemos comenzar con un Estudio de Viabilidad sin costo ni compromiso.

Escribame por mensaje directo o contacte a ERA Group. Hablemos.

Fuentes consultadas

Administrador del Mercado Mayorista (AMM, Guatemala), datos reportados por DataExport/AGEXPORT, "Precio spot promedio aumenta 86.27%" (23-sep-2026); Infobae Guatemala, "La demanda eléctrica de Guatemala sube 8.67o..." (24-sep-2026); Prensa Libre, "Menor cantidad de lluvia y combustibles caros elevan el costo de generación de energía" (ago-2026); Infobae Panamá, "Durante julio y agosto de este año Panamá no exportó electricidad hacia los países centroamericanos" (30-sep-2026); Infobae El Salvador, "El Niño aumenta la presión sobre las redes eléctricas de Centroamérica" (26-sep-2026); Infobae El Salvador, informe Deloitte "Perspectivas económicas de Centroamérica, Panamá y República Dominicana" (12-sep-2026); Infobae, CRIE, "Amplia dispersión de precios en abril de 2026" (26-jun-2026); República, "Tarifas de electricidad permanecerán estables entre agosto y octubre de 2026" (31-jul-2026); McKinsey & Company, "Five levers to optimize energy spend and risks for industrials" (Bohmert, Bosquet, Gonzalez y Veillard, 21-jul-2022); Adam, T., Fernando, C. y Salas, J. (2015), "Why Do Firms Engage in Selective Hedging? Evidence from the Gold Mining Industry", Wharton Financial Institutions Center, Working Paper 15-07.

Nota metodológica: las cifras de precio spot provienen del AMM y están reportadas por medios; no incluyen potencia ni peajes. El ejercicio ilustrativo es un cálculo propio de ERA Group y no representa resultados reales de clientes.
