

LA PARADOJA ELÉCTRICA EN GUATEMALA

Energía abundante, potencia escasa y el
rediseño necesario del sistema eléctrico

Pepo Toledo

La paradoja eléctrica en Guatemala

Por Pepo Toledo

7/04/2026

www.pepotoledo.com

Contenido

Introducción — De modelo regional a encrucijada técnica.....	12
La reforma que cambió la historia eléctrica de Guatemala (2007).....	15
Contratos de largo plazo: la llave que abrió la inversión.....	16
Los resultados fueron medibles y contundentes:	17
El rol del PET: sin transmisión no hay mercado	18
Transformación de la matriz energética	18
Rebaja estructural de precios	19
Un modelo regional	19
Referencias del capítulo.....	20

La rebaja estructural que el usuario nunca vio	21
Guatemala: el mercado eléctrico más eficiente de Latinoamérica (sin distorsiones)	22
Guatemala es uno de los mercados eléctricos más eficientes y competitivos de América Latina..	22
Precios spot que compiten con los mejores de la región	23
Eficiencia en contratos de largo plazo	23
Más del 70% renovable en épocas favorables	24
La evidencia: quién sí percibe esta eficiencia.....	24
El factor distribución: donde se encarece la energía.....	25
Comparativos y estudios regionales	26
Conclusión técnica del capítulo..	26
Referencias del capítulo.....	27
La paradoja: récord de capacidad instalada... y necesidad de importar..	28
Capacidad instalada ≠ potencia firme disponible	29

Dependencia hidroeléctrica y fenómeno de El Niño	30
Demanda creciente vs oferta de base estancada	30
La válvula de escape: México.....	31
Guatemala sigue siendo exportador regional	31
El verdadero fenómeno	32
Conclusión técnica del capítulo..	32
Referencias del capítulo.....	33
El precio spot baja... pero la potencia sube: el desacople que pocos entienden	34
 Qué pasó con el precio spot.....	35
 Qué pasó con la potencia en el mismo período	35
 El desacople explicado	36
 Impacto directo en los Grandes Usuarios	37
 Proyección hacia 2030	37
 Efecto esperado de la PEG	38
 Conclusión técnica del capítulo..	38
 Referencias del capítulo.....	39
PEG-4: éxito técnico, insuficiente para resolver la urgencia	40

Lo que PEG-4 hizo extraordinariamente bien	40
Lo que PEG-4 no puede resolver por diseño	41
Retos de ejecución reales	41
El nuevo paradigma: baterías (BESS)	42
La consecuencia inevitable: PEG-5	43
La indexación asimétrica de energía y potencia en la PEG-5 ...	43
Alternativas técnicas para la indexación de la potencia	45
Opción 1 — Indexación parcial o acotada de la potencia	46
Opción 2 — Indexación condicionada al desempeño sistemico	46
Cierre conceptual.....	47
Conclusión técnica del capítulo..	48
Referencias del capítulo.....	48
Tensión estructural entre el espíritu de la Ley y la práctica administrativa	50
El caso particular del AMM	51
Del “vigilar” al “condicionar”	52

No es mala intención: es pérdida de rumbo institucional	54
Efecto sobre la nueva generación firme.....	54
La idea clave para este ensayo ...	55
Validación técnica y jurídica del planteamiento.....	55
Cierre del capítulo.....	57
Referencias del capítulo.....	57
PEG-5 y PET-3: el rediseño de la seguridad energética.....	59
 Qué busca realmente la PEG-5....	60
 Tecnologías priorizadas.....	61
 El rol indispensable del PET-3	61
 Sincronización de tiempos	62
 El verdadero cuello de botella: derecho de vía	63
 Qué pasa si uno avanza sin el otro	64
 Conclusión técnica del capítulo..	64
 Referencias del capítulo.....	65
El fracaso del PET-3 y la transferencia implícita del riesgo territorial	66
 Qué riesgos asume el inversionista en el PET-3.....	66

¿Por qué este esquema no es atractivo para el inversionista? ...	67
La contradicción con el rol del Estado	68
La consecuencia: fracaso de la licitación.....	69
Propuesta de modelo alternativo para la expansión de transmisión (PET)	70
<i>Estado libera el trazo – privado construye y opera</i>	70
1. Rol del Estado.....	70
2. Rol del inversionista privado	71
3. Ventajas del modelo	72
PEG-5. Traslado de riesgos a los inversionistas.....	73
¿La PEG-5 traslada al oferente la responsabilidad de la transmisión?	73
¿Esto es ilegal?.....	74
Por qué no es ilegal de forma evidente	74
Por qué sí genera controversia jurídica	75
¿Ha asustado a los inversionistas?	75

El problema de fondo	76
Conclusión técnica	77
El verdadero cuello de botella: puertos, transmisión y derecho de vía	78
Puerto Quetzal: saturación operativa	78
El Atlántico: inviable en la práctica	79
La transmisión: llevar el gas al centro de carga	80
El derecho de vía: el obstáculo histórico	81
Qué pasa si esto falla	81
Conclusión técnica del capítulo..	82
Referencias del capítulo.....	83
Conflictividad territorial, Convenio 169 y su impacto directo en generación y transmisión	84
El vacío normativo del Convenio 169 y la conflictividad creciente..	85
Por qué es poco probable el desarrollo de nuevas hidroeléctricas.....	86
Abrir espacio a hidroeléctricas existentes: una decisión racional	87

¿Hidroeléctricas con embalse o sin embalse?.....	88
El efecto virtuoso de incluir plantas existentes.....	89
La transmisión: el PET también sufre la conflictividad	90
Expropiación por causa de utilidad pública: una herramienta hoy ineficaz	91
¿Modificar las leyes de expropiación? Sí, con criterios modernos	92
Implicación estratégica para el diseño de licitaciones.....	93
Conclusión del capítulo	94
Referencias resumidas.....	94
Fuentes potenciales de suministro de gas natural: seguridad, diversificación y realismo	96
Suministro internacional: el escenario dominante y más viable	96
Ventaja estratégica del GNL: flexibilidad contractual.....	98
El potencial local: gas a boca de pozo, una incógnita pendiente	99

Implicaciones para la planificación eléctrica.....	100
Conclusión del capítulo	101
Referencias.....	101
La solución inteligente: reconvertir carbón a gas.....	103
Por qué esta opción es tan estratégica	104
Encaje perfecto con PEG-5.....	105
Ventaja para el PET-3	105
Ventaja ambiental y financiera ..	106
Impacto directo en la firmeza del sistema.....	106
Lo más importante: reduce el riesgo país	107
Conclusión técnica del capítulo	107
Referencias del capítulo.....	108
Gas vs. carbón al 2030: la matemática que decidirá la PEG-5	109
1) La “pinza” económica hacia 2030	110
2) Proyección del precio del gas: el argumento del superávit global (2026–2027).....	110

3) Carbón: “barato” en el papel, caro en el kWh.....	111
4) El corazón de la decisión: Heat Rate (eficiencia) y costo variable por MWh.....	111
5) El factor que cambia el juego: bancabilidad e “impuesto al carbono”	112
6) Comparación directa hacia 2030: el cuadro que resume todo	114
7) Un antecedente regional que confirma la viabilidad: El Salvador (EDP)	114
8) El contexto del precio spot y el petróleo como presión indirecta	115
Conclusión técnica del capítulo	115
Tesis del capítulo	116
Referencias del capítulo (a consolidar en tu bibliografía final)	116
Conclusión: Guatemala no tiene un problema de energía	117
Epílogo estratégico.....	120
Del autor	123

Introducción — De modelo regional a encrucijada técnica

Durante más de dos décadas, Guatemala fue considerada un caso ejemplar en América Latina por el diseño y desempeño de su subsector eléctrico. A partir de la **Ley General de Electricidad** y de los ajustes reglamentarios implementados entre 2005 y 2007, el país logró atraer inversión privada, ampliar la cobertura eléctrica, diversificar su matriz, reducir costos de generación y consolidarse como exportador regional de energía, todo ello sin recurrir a subsidios fiscales masivos ni a planificación centralizada.

El éxito del modelo se sustentó en principios claros: libre inversión, competencia abierta, contratos de largo plazo, neutralidad regulatoria y una expansión de la transmisión concebida como infraestructura habilitante del mercado. Durante años, estos elementos funcionaron de manera coherente y eficaz.

Sin embargo, el propio éxito del modelo dio origen a una nueva etapa. La alta penetración de energías renovables variables, el crecimiento sostenido de la demanda máxima y la dependencia hidro climática transformaron la naturaleza técnica del sistema. Guatemala pasó de enfrentar escasez de energía a enfrentar un desafío distinto: **asegurar potencia firme, flexibilidad y capacidad de transporte en un sistema cada vez más complejo.**

A esta transición técnica se sumaron factores no previstos en el diseño original: la creciente conflictividad territorial, la ausencia de un marco claro para la aplicación del Convenio 169 de la OIT, la dificultad para establecer servidumbres y un régimen de expropiación poco funcional para infraestructura estratégica. Estos elementos han introducido fricciones entre el mercado eléctrico, el territorio y las instituciones, condicionando la ejecución de proyectos de generación y transmisión.

Este ensayo sostiene que la coyuntura actual del subsector eléctrico guatemalteco es el resultado de un modelo exitoso que enfrenta desafíos

nuevos para los cuales requiere ajustes institucionales, jurídicos y de ejecución. Comprender esta paradoja —energía abundante, pero potencia y transmisión limitadas por restricciones técnicas y territoriales— es esencial para identificar soluciones viables y realistas.

El propósito de este libro es ofrecer una lectura integral de esa transición: explicar cómo se llegó hasta aquí, identificar los verdaderos cuellos de botella del sistema y proponer caminos que permitan preservar los logros del modelo eléctrico guatemalteco, adaptándolo a las condiciones del presente y del futuro.

La reforma que cambió la historia eléctrica de Guatemala (2007)

A inicios de la década del 2000, el subsector eléctrico guatemalteco arrastraba todavía las consecuencias estructurales del período previo a la Ley General de Electricidad de 1996: escasez de oferta, dependencia de plantas térmicas caras, baja cobertura rural, racionamientos periódicos y una percepción generalizada de que la electricidad era un cuello de botella para el desarrollo económico.

Aunque la Ley de 1996 había creado el marco de mercado, fue entre **2006 y 2007** cuando se realizaron los ajustes reglamentarios que permitieron que ese diseño finalmente funcionara a plenitud. Durante este período, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica impulsó reformas que eliminaron privilegios heredados, distorsiones contractuales y barreras a la competencia, fortaleciendo el mecanismo de **licitaciones abiertas**.

y contratos de generación a largo plazo como eje central del mercado.

Simultáneamente, se concibió una pieza fundamental que hasta ese momento no existía con claridad estratégica: el **Plan de Expansión de Transmisión (PET)**, entendido no como una obra eléctrica más, sino como la construcción de verdaderas “carreteras eléctricas” que permitirían que la energía generada en cualquier punto del territorio pudiera llegar eficientemente a los centros de consumo.

Los resultados fueron extraordinarios: cobertura eléctrica pasó de 62% en 1996 a más del 90% en la década siguiente; la capacidad instalada se multiplicó; Guatemala pasó de sufrir racionamientos a convertirse en exportador neto de energía hacia el Mercado Eléctrico Regional.

Contratos de largo plazo: la llave que abrió la inversión

La introducción y consolidación de contratos de generación a 15 años dio la certeza jurídica que los inversionistas requerían. A partir de ese momento,

Guatemala dejó de depender de generación de oportunidad y pasó a planificar su crecimiento energético con décadas de anticipación.

Los resultados fueron medibles y contundentes:

- La cobertura eléctrica pasó de **62% en 1996 a más del 90%** en la década siguiente.
- La capacidad instalada, que rondaba los **750–828 MW en 1990**, superó los **3,400 MW** en menos de 15 años y hoy sobrepasa los 4,000 MW.
- Guatemala pasó de racionamientos frecuentes a contar con excedentes exportables hacia el Mercado Eléctrico Regional.
- Se estima que la reforma atrajo más de **USD 10,000 millones** en inversión privada, equivalente a cerca del **7% del PIB** acumulado del período.
- Se generaron aproximadamente **450,000 empleos directos e indirectos** vinculados a la expansión del sector.

Nada de esto fue producto de subsidios estatales, sino de un diseño de mercado que trasladó el riesgo al inversionista privado bajo reglas claras y competencia abierta.

El rol del PET: sin transmisión no hay mercado

El PET permitió que el mercado mayorista dejara de estar geográficamente limitado. Antes de su implementación, la energía podía existir en un punto del país y no poder llegar al centro de carga por falta de líneas. El PET rompió esa limitación estructural.

Esto explica por qué la reforma no solo generó nueva generación, sino que **habilitó** que esa generación pudiera despacharse eficientemente.

Transformación de la matriz energética

Otro efecto directo fue la diversificación de la matriz:

- Crecimiento acelerado de hidroeléctricas
- Incorporación de biomasa

- Entrada posterior de solar y eólica
- Reducción progresiva de la dependencia de combustibles fósiles caros

Este rediseño permitió que Guatemala alcanzara porcentajes de generación renovable superiores al 60–70% en épocas favorables, posicionándose como uno de los sistemas más limpios de la región.

Rebaja estructural de precios

El efecto combinado de competencia, contratos de largo plazo y transmisión robusta produjo una **rebaja estructural cercana al 50% en el costo real de generación y transporte**, fenómeno que más adelante se analizará en detalle, pues esta eficiencia no se reflejó íntegramente en la factura del usuario residencial por causas externas al mercado eléctrico.

Un modelo regional

Durante más de una década, Guatemala fue citada como ejemplo de cómo un mercado eléctrico correctamente diseñado podía:

- Atraer inversión masiva sin gasto público
- Expandir cobertura rural aceleradamente
- Reducir precios estructuralmente
- Diversificar la matriz
- Convertirse en exportador regional

Este modelo no fue producto de una política aislada, sino de la alineación entre regulación, mercado y expansión física de la red.

Referencias del capítulo

- Cobertura eléctrica histórica – MEM
- Capacidad instalada histórica – Datosmacro / MEM
- Informe Estadístico MEM 2017
- Análisis del Mercado Guatemalteco de Energía Renovable – ARECA
- Reportes del Mercado Eléctrico Regional (EOR)
- Estadísticas del AMM sobre exportaciones regionales
- Documentación del Plan de Expansión de Transmisión (PET)

La rebaja estructural que el usuario nunca vio

Los costos reales de generación y transporte disminuyeron drásticamente gracias a la diversificación de la matriz y a las licitaciones competitivas.

Sin embargo, esta eficiencia no se reflejó en la factura final del usuario residencial debido a dos factores externos al diseño del mercado:

- **La tasa municipal de alumbrado público,** especialmente distorsiva en áreas de DEOCSA y DEORSA.
- **La tarifa social** subsidiada por el INDE.

En muchos municipios, la tasa fija municipal puede representar hasta el 50% de la factura de un usuario de bajo consumo, anulando completamente la eficiencia lograda en generación.

Guatemala: el mercado eléctrico más eficiente de Latinoamérica (sin distorsiones)

Cuando se analiza el subsector eléctrico guatemalteco desde la factura residencial, la conclusión suele ser equivocada. Pero cuando se analiza desde el **mercado mayorista**, la conclusión es exactamente la contraria:

Guatemala es uno de los mercados eléctricos más eficientes y competitivos de América Latina.

La clave está en separar dos realidades: La percepción del usuario regulado y el comportamiento técnico del mercado de generación y despacho

La percepción de “energía cara” es, por tanto, un fenómeno del usuario regulado, no del mercado eléctrico.

La pregunta es: “Sin estas dos distorsiones, ¿Cómo se compara el

costo de energía en Guatemala con el resto de Latinoamérica?”

Precios spot que compiten con los mejores de la región

En períodos de alta hidrología y buena disponibilidad renovable, el **Precio de Oportunidad de la Energía (POE)** en Guatemala ha alcanzado rangos entre:

**USD 32 – 48 por MWh
(USD 0.03 – 0.04 por kWh)**

Estos valores no son comunes en sistemas eléctricos de la región. Son comparables con mercados como Colombia (alto componente hidroeléctrico) y Chile (alto componente renovable y competencia abierta).

Esto no es casualidad. Es el resultado directo de licitaciones de largo plazo (PEG), diversificación de la matriz, competencia entre generadores y expansión del PET

Eficiencia en contratos de largo plazo

Mientras el promedio regional centroamericano ha rondado

históricamente: **USD 0.13 – 0.15 por kWh**, los contratos base de generación en Guatemala, sin cargos adicionales, se sitúan con frecuencia **por debajo de USD 0.11 por kWh**.

Este dato explica por qué Guatemala es atractiva para inversión industrial y manufactura.

Más del 70% renovable en épocas favorables

Gracias al crecimiento hidroeléctrico, biomasa, solar y eólica, en temporadas favorables el sistema guatemalteco puede operar con más del **70% de energía renovable**, reduciendo drásticamente la dependencia de combustibles fósiles caros.

Esto impacta directamente el despacho económico del AMM y **explica los bajos precios spot**.

La evidencia: quién sí percibe esta eficiencia

Los **Grandes Usuarios** que compran directamente en el mercado mayorista, sin pagar tasas municipales ni VAD residencial, **disfrutan de algunos de**

los costos energéticos más bajos de América Latina.

Esto no es teoría: es una realidad contractual que ha atraído inversión industrial al país.

La percepción de energía cara es un fenómeno del usuario final regulado, no del mercado de generación.

El factor distribución: donde se encarece la energía

En el área de Energuate, el Valor Agregado de Distribución se incrementa por:

- Dispersión geográfica
- Robo de energía
- Infraestructura extensa para pocos usuarios

Esto, sumado a la tasa municipal, puede duplicar el costo real de la energía generada.

Pero este fenómeno pertenece a la **etapa final de la cadena**, no al mercado eléctrico en sí.

Comparativos y estudios regionales

Diversos estudios de Pronacom, análisis académicos y comparativos regionales coinciden en que, al observar generación pura, Guatemala se posiciona entre los sistemas más competitivos del continente.

Esto explica la paradoja:

Guatemala tiene electricidad barata... que se vuelve cara al entregarla.

Conclusión técnica del capítulo

Si se limpia la factura de distorsiones municipales, subsidios cruzados y sobrecostos de distribución, Guatemala no solo compite: **lidera** en eficiencia eléctrica en Centroamérica y se coloca a la par de mercados avanzados de Sudamérica.

La eficiencia de la reforma del 2007 no es un discurso.
Es verificable en los números del mercado mayorista.

Referencias del capítulo

- Pronacom – *How electricity supply works in Guatemala*
- AMM – Reportes históricos de POE
- Energía Estratégica – análisis de precios spot
- Comparativos centroamericanos – ANG
- Estudios académicos regionales sobre generación eléctrica
- Climatescope – Guatemala 2021

La paradoja: récord de capacidad instalada... y necesidad de importar

A primera vista, el dato parece contradictorio:

Guatemala supera los 4,000 MW de capacidad instalada...y, aun así, en determinados momentos, importa energía desde México.

Esto ocurre porque existe una brecha crítica entre:

- Capacidad instalada nominal
- Potencia firme disponible en horas pico

La penetración de solar, eólica e hidroeléctricas a filo de agua no garantiza energía durante la noche o en períodos de sequía prolongada.

Para quien observa el sistema desde afuera, esto suena a fracaso del modelo.

En realidad, **es la consecuencia técnica más lógica del éxito de la reforma** y de la transformación de la matriz energética.

Después de una situación tan sana derivada de la reforma del 2007, Guatemala se encuentra en una transición paradójica: tiene una capacidad instalada récord, pero ha tenido que recurrir a la importación eventual debido a una combinación de factores climáticos, operativos y de diseño de mercado.

Capacidad instalada ≠ potencia firme disponible

El error común es asumir que megavatios instalados equivalen a megavatios disponibles cuando más se necesitan. No es así.

En los últimos años Guatemala incorporó cientos de megavatios en energía solar, eólica e hidroeléctricas a filo de agua.

Estas tecnologías son excelentes para bajar el precio de la energía, pero

tienen **baja potencia firme**. No garantizan generación en:

- Horas nocturnas (solar)
- Días sin viento (eólica)
- Períodos de sequía (hidro a filo de agua)

Dependencia hidroeléctrica y fenómeno de El Niño

Casi el 50% de la matriz depende de la hidrología. Eventos como **El Niño** reducen drásticamente los caudales de los ríos.

Las plantas siguen “existiendo” en la estadística de capacidad instalada, pero su generación real disminuye significativamente.

Demandा creciente vs oferta de base estancada

Mientras la demanda nacional crece entre **3% y 4% anual**, el ritmo de entrada de plantas de base (que operen 24/7) se desaceleró después de proyectos como Jaguar Energy y Renace. En su lugar, crecieron renovables variables.

El sistema se volvió más limpio... y más volátil.

La válvula de escape: México

Aquí aparece un elemento clave que muchas veces se malinterpreta.

No toda importación es señal de crisis. En muchos casos es una **decisión económica óptima del AMM**.

Cuando el precio en México es más barato que encender plantas térmicas locales costosas, el AMM opta por importar para mantener bajos los costos del sistema.

Guatemala está interconectada con México, país que no forma parte del MER. Esto le permite acceder a un mercado más grande donde, en ciertos momentos, el precio es menor que el costo marginal interno.

Guatemala sigue siendo exportador regional

A pesar de estas importaciones puntuales, en el balance anual Guatemala sigue siendo **el mayor exportador de energía del Mercado Eléctrico Regional** hacia Centroamérica.

La importación desde México no sustituye esa condición; simplemente compensa baches de generación renovable en horas críticas.

El verdadero fenómeno

Guatemala no perdió capacidad.
Guatemala ganó tanta energía renovable que perdió **firmeza**.
Ese es el corazón técnico de la paradoja.

Conclusión técnica del capítulo

La necesidad eventual de importar no refleja debilidad del sistema, sino la consecuencia natural de:

- Alta penetración renovable
- Dependencia hidro climática
- Falta de nuevas plantas de base
- Crecimiento sostenido de la demanda máxima

El sistema tiene energía abundante.
Lo que le falta es **potencia firme en horas críticas**.

Y esa es precisamente la razón de ser de la PEG-4, la PEG-5 y el PET-3.

Referencias del capítulo

- AMM – Factores que inciden en intercambios internacionales
- MEM – Comunicados sobre transacciones internacionales
- IRENA – Potencia firme en Centroamérica
- Pronacom / Prensa Libre – explicación de importaciones
- SICA – estadísticas de exportaciones regionales

El precio spot baja... pero la potencia sube: el desacople que pocos entienden

Entre marzo de 2024 y marzo de 2025 ocurrió un fenómeno que, visto superficialmente, parecería una gran noticia: el **Precio de Oportunidad de la Energía (POE)** cayó **48.1%**.

La razón es técnica: la demanda máxima del sistema sigue creciendo y obliga a mantener plantas térmicas disponibles como respaldo.

Energía barata no significa disponibilidad garantizada.

Sin embargo, en ese mismo período, el **Valor de la Potencia de Punta (VPP)** no bajó. Se mantuvo alto, e incluso mostró presión alcista.

Este comportamiento desconcierta a muchos actores del sector porque parece contradictorio:

Si la energía es más barata, ¿por qué la potencia no lo es?

La respuesta es uno de los conceptos técnicos más importantes para entender la coyuntura actual del sistema guatemalteco.

Qué pasó con el precio spot

Los reportes del AMM muestran con claridad la tendencia:

- Marzo 2024: **USD 176.32/MWh**
- Marzo 2025: **USD 91.52/MWh**
- Mayo 2024: **USD 214.17/MWh**
- Mayo 2025: **USD 124.07/MWh**
- Diciembre 2025: **USD 75.21/MWh**

La causa es evidente:

- Recuperación hidroeléctrica
- Mayor participación renovable
- Menor despacho térmico

El sistema produjo energía más barata.

Qué pasó con la potencia en el mismo período

Mientras el POE bajaba, el VPP se mantuvo alrededor de:
USD 9.50 – 10.20 por kW-mes

¿Por qué? Porque el VPP no remunera energía.

Remunera **disponibilidad garantizada cuando más se necesita.**

Y en ese período ocurrieron dos cosas simultáneas:

La demanda máxima del sistema siguió creciendo (~3.5% anual).

La oferta de potencia firme no creció al mismo ritmo.

El desacople explicado

La energía bajó porque el sistema tenía abundante renovable.

La potencia no bajó porque el sistema necesitaba mantener térmicas disponibles como respaldo.

Es decir, las renovables bajan el precio de la energía, pero obligan a pagar más por la potencia que las respalda.

Este es el desacople.

Impacto directo en los Grandes Usuarios

Los Grandes Usuarios pueden comprar energía barata en el mercado spot, pero están obligados a pagar el VPP para garantizar que, cuando llegue la noche o una sequía, exista generación disponible.

Por eso muchos perciben que “la energía está barata pero la factura no baja”.

No están pagando energía. Están pagando **seguridad eléctrica**.

Proyección hacia 2030

Según los planes de expansión (PEG), esta presión sobre la potencia continuará en términos nominales:

- Proyección VPP 2030: **USD 11.50 – 12.80 por kW-mes**

Esto no significa ineficiencia. Significa que el sistema necesitará remunerar:

- Gas natural
- Baterías (BESS)
- Plantas de respuesta rápida

Tecnologías que aportan firmeza, no energía barata.

Efecto esperado de la PEG

Con la entrada de PEG-4, PEG-5, se espera que:

- La **energía** contractual de largo plazo se estabilice entre **USD 65 – 78/MWh**
- La potencia contratada sea más barata que pagar penalizaciones por desvíos en el mercado spot

Es decir, **el sistema migrará de pagar potencia cara por escasez, a pagar potencia competitiva por planificación.**

Conclusión técnica del capítulo

El comportamiento opuesto entre el Precio de Oportunidad de Energía (POE) y el Valor de la Potencia de Punta (VPP) no es un error del mercado.

Es la señal más clara de que el sistema necesita **más potencia firme** para acompañar su éxito renovable.

Energía barata no significa sistema seguro.

Potencia firme sí.

Y esta es la razón técnica de fondo detrás de la PEG-5.

Referencias del capítulo

- AMM – series históricas POE y VPP
- Reportes trimestrales de tarifas CNEE
- Análisis Energía Estratégica sobre variaciones del spot
- Estadísticas de demanda máxima del sistema
- Planes PEG y documentos de expansión del MEM

PEG-4: éxito técnico, insuficiente para resolver la urgencia

La **PEG-4 (2022)** es, sin exageración, una de las licitaciones más exitosas en la historia reciente del subsector eléctrico guatemalteco. Logró atraer múltiples oferentes, diversificar actores y obtener **precios históricamente bajos** para energía y potencia garantizada.

Pero aquí está la clave: **su calendario de entrada en operación no coincide con la urgencia actual del sistema.**

Lo que PEG-4 hizo extraordinariamente bien

- Se adjudicaron **398 MW a 16 compañías** distintas.
- Se obtuvieron precios de energía en algunos bloques de **USD 20.33 y USD 26.66/MWh**, niveles excepcionales para la región.

- **El 81% de los 235 MW de potencia garantizada adjudicados provienen de fuentes renovables.**

Estos resultados confirman que **el diseño de subastas inversas y competencia abierta sigue funcionando con gran eficacia en Guatemala.**

Lo que PEG-4 no puede resolver por diseño

La mayoría de estos proyectos están programados para entrar en operación entre: **2026 y 2028**

Eso significa que **el bache actual de potencia firme** —que obliga a importar desde México en horas críticas— **no se resuelve de inmediato.**

El sistema hoy necesita firmeza. PEG-4 aporta energía renovable competitiva... pero con baja potencia firme natural.

Retos de ejecución reales

A esto se suman dificultades que no son técnicas, sino administrativas y sociales:

- Trámites ambientales prolongados
- Gestiones ante la SAT
- Conflictividad social en municipios como Jalpatagua
- Cancelación de al menos uno de los proyectos originales

Este patrón no es nuevo en Guatemala: los proyectos energéticos enfrentan más riesgo fuera del diseño eléctrico que dentro de él.

El nuevo paradigma: baterías (BESS)

Para que la PEG-4 cumpla su función como potencia firme, el sistema ha empezado a integrar **Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (BESS)**.

Esto representa un cambio profundo: Las renovables dejan de ser “energía barata intermitente” y empiezan a convertirse en **potencia confiable** cuando se combinan con almacenamiento.

Sin embargo, este paradigma apenas está consolidándose en la red nacional.

La consecuencia inevitable: PEG-5

Debido a que la demanda sigue creciendo y la PEG-4 no entró a tiempo para cubrir el déficit actual de firmeza, la CNEE preparó la **PEG-5**, que se perfila como la licitación más grande en la historia del país, buscando hasta **1,200–1,400 MW adicionales**.

La PEG-4 no fue un error. Fue un éxito... pero llegó tarde para el problema que hoy enfrenta el sistema.

La indexación asimétrica de energía y potencia en la PEG-5

Uno de los aspectos menos discutidos, pero más relevantes desde el punto de vista económico, del diseño de la **PEG-5** es el tratamiento diferenciado de la indexación entre los componentes de energía y potencia.

En la PEG-5, el precio de la energía cuenta con mecanismos de indexación —ya sea por inflación, referencias de combustibles o fórmulas específicas según tecnología—, mientras que el precio de la potencia se establece, en términos generales, como un valor

nominal fijo durante la vigencia del contrato, sin indexación plena.

Desde una perspectiva legal, este esquema **no contraviene la Ley General de Electricidad**, que no obliga a indexar ninguno de los componentes. Sin embargo, desde una perspectiva económica y de señal de inversión, introduce una **asimetría relevante**.

La potencia firme es un ingreso típicamente asociado a inversiones intensivas en capital, con horizontes de recuperación de largo plazo y costos que sí están expuestos a inflación, financiamiento, seguros, repuestos y operación. Al no indexarse este componente, el valor real del ingreso por potencia se erosiona con el tiempo, trasladando al inversionista un riesgo macroeconómico que no está presente en el componente de energía.

Esta situación genera una contradicción conceptual: la PEG-5 tiene como objetivo explícito atraer potencia firme y mejorar la confiabilidad del sistema, pero remunera dicha potencia bajo un esquema nominal que no refleja los riesgos reales asociados a su desarrollo, particularmente en un contexto donde el inversionista ya

asume riesgos adicionales relacionados con transmisión, territorio y suministro de combustible.

El efecto práctico de esta asimetría no es teórico. Puede traducirse en ofertas iniciales más altas para compensar la pérdida de valor real, en menor participación de proyectos intensivos en potencia firme, o en una preferencia por tecnologías con menor exposición a costos fijos de largo plazo. En todos los casos, la señal resultante **no maximiza el objetivo de confiabilidad** que motivó la licitación.

Corregir esta asimetría no implica necesariamente encarecer el sistema, sino **alinear los incentivos económicos con el propósito técnico de la PEG-5**, fortaleciendo la bancabilidad de los proyectos y la competencia efectiva en la licitación.

Alternativas técnicas para la indexación de la potencia

A continuación, se presentan dos opciones intermedias que permiten corregir la asimetría sin generar impactos tarifarios abruptos:

Opción 1 — Indexación parcial o acotada de la potencia

Consiste en indexar el pago por potencia únicamente a un indicador macroeconómico básico, como la inflación (IPC) o un índice de costos regulados, con límites explícitos.

Características:

- Protección parcial del valor real del ingreso
- Impacto tarifario predecible y gradual
- Reducción del riesgo financiero del proyecto
- Fácil implementación regulatoria

Esta opción reconoce que la potencia no es un ingreso “libre de riesgo”, pero mantiene un control sobre la evolución de costos para el sistema.

Opción 2 — Indexación condicionada al desempeño sistémico

En este esquema, la potencia se indexa únicamente si el proyecto cumple criterios objetivos de aporte al sistema, tales como:

- disponibilidad efectiva,
- aporte en horas pico,
- desempeño en eventos de estrés del sistema.

Características:

- Refuerza la señal de confiabilidad
- Premia potencia realmente firme
- Vincula remuneración a valor sistémico
- Reduce el riesgo de pagar por capacidad nominal sin respaldo real

Este enfoque alinea de forma más directa la indexación con el objetivo técnico de la licitación.

Cierre conceptual

La ausencia de indexación plena de la potencia en la PEG-5 no constituye una ilegalidad, pero sí una **inconsistencia de diseño** frente a los objetivos declarados de la licitación. Ajustar este componente permitiría fortalecer la señal de inversión, ampliar la participación de oferentes y reducir la necesidad de compensaciones implícitas vía precios iniciales más altos.

En un contexto donde la potencia firme se ha convertido en el recurso más escaso del sistema, **remunerarla adecuadamente no es un privilegio para el inversionista, sino una condición para la seguridad energética.**

Conclusión técnica del capítulo

PEG-4 confirma que el modelo guatemalteco sigue produciendo precios y competencia ejemplares.

Pero también deja claro que el desafío actual no es conseguir energía barata, sino **potencia firme a tiempo.**

Y eso ya no es tarea de PEG-4, sino de PEG-5.

Referencias del capítulo

- Reportes de adjudicación PEG-4
 - CIE / Energía Estratégica
- PV-Magazine – participación renovable
- Análisis legal y técnico de la licitación – Alta Legal / Carrillo Law
- Comunicaciones CNEE sobre PEG-5

- Resoluciones sobre integración de BESS en el mercado guatemalteco

Tensión estructural entre el espíritu de la Ley y la práctica administrativa

Cuando el administrador empieza a regular.

**La Ley General de Electricidad fue concebida sobre un principio fundamental:
libertad de inversión bajo reglas claras de mercado.**

El diseño original del subsector no descansa en la planificación centralizada del Estado, sino en señales económicas, competencia abierta y neutralidad regulatoria. **El rol de las instituciones no es dirigir la inversión, sino garantizar que el mercado funcione.**

Con el paso del tiempo, sin embargo, se ha generado una tensión silenciosa

entre el **espíritu liberal del diseño legal**, y una práctica administrativa cada vez más cercana a la **permisología tradicional**.

En la práctica, actores como el **Ministerio de Energía y Minas**, la **Comisión Nacional de Energía Eléctrica** y, especialmente, el **Administrador del Mercado Mayorista**, han ido adoptando criterios que, sin proponérselo explícitamente, se alejan del rol facilitador que la Ley les asignó.

El caso particular del AMM

El AMM fue creado como **administrador técnico del mercado**, no como regulador. Su función es:

- Despachar económicoamente
- Liquidar transacciones
- Garantizar la operación técnica del sistema

No fue concebido como un ente que defina política eléctrica mediante resoluciones administrativas.

Sin embargo, en diversos momentos, ciertas **Normas de Coordinación** y resoluciones técnicas —aunque justificadas desde la operación del sistema— han tenido efectos que, en la práctica, funcionan como **regulación adicional**: generan **barreras de entrada**, introducen **incertidumbre** para inversionistas o establecen criterios que no emanan directamente de la Ley ni del Reglamento, sino de interpretaciones operativas necesarias para resolver problemas nuevos (renovables variables, potencia firme, almacenamiento, interconexiones).

La tensión no es jurídica en su origen. Es **operativa**. Pero sus efectos son económicos.

Del “vigilar” al “condicionar”

La LGE diseñó instituciones para **vigilar** el correcto funcionamiento del mercado. La creciente complejidad técnica del sistema ha empujado a estas instituciones a **condicionar** **previamente** la participación, mediante requisitos, estudios, criterios de potencia firme, precalificaciones técnicas y ajustes normativos frecuentes.

Este tránsito, comprensible desde la ingeniería del sistema, produce un efecto no previsto por el diseño original:

La inversión ya no responde únicamente a señales de mercado, sino también a la lectura anticipada de criterios administrativos.

El desarrollador moderno no solo evalúa el POE, el VPP o el recurso renovable. Evalúa también:

- La estabilidad de las Normas de Coordinación Comercial
- El costo y tiempo de estudios de impacto al sistema
- El riesgo de cambios normativos durante el desarrollo del proyecto
- La interpretación operativa que el mercado pueda hacer de nuevas tecnologías

Esto introduce un componente de riesgo que **no estaba contemplado** en el espíritu original del modelo.

No es mala intención: es pérdida de rumbo institucional

No se trata de señalar errores ni excesos deliberados. Se trata de reconocer un proceso natural:

Ante vacíos técnicos reales — almacenamiento, intermitencia renovable, potencia firme, congestiones, interconexión regional— las instituciones han respondido con resoluciones administrativas para “ordenar” el sistema.

El riesgo es que ese ordenamiento, progresivamente, termine ocupando el espacio que la Ley reservó al mercado.

Efecto sobre la nueva generación firme

Este fenómeno ayuda a explicar, en parte, por qué la entrada de nueva generación firme se ha ralentizado en años recientes: no por falta de oportunidades económicas, sino por la necesidad de navegar un entorno donde **las señales de mercado conviven con señales administrativas**.

La consecuencia es sutil, pero profunda: **mayor cautela inversora.**

La idea clave para este ensayo

Esta tensión conecta directamente con la tesis central del este estudio:

Guatemala no necesita cambiar su modelo eléctrico.

Necesita que sus instituciones vuelvan a operar exactamente bajo el espíritu del modelo.

*Facilitar. No condicionar.
Administrar. No regular.*

Validación técnica y jurídica del planteamiento

Este análisis se sostiene en hechos observables del funcionamiento reciente del mercado:

1. Espíritu de la LGE vs. permisología

La desintegración vertical y la neutralidad regulatoria siguen vigentes en la norma. La práctica ha debido adaptarse a nuevas complejidades técnicas, generando capas administrativas

adicionales que, sin proponérselo, condicionan la inversión.

2. El rol del AMM: administrador o regulador de facto

Aunque su mandato es técnico, las Normas de Coordinación —aprobadas por la CNEE— inciden directamente en la viabilidad económica de los proyectos (criterios de potencia firme, demanda firme, estudios de impacto), lo que se percibe como regulación económica indirecta.

3. La “lectura de criterios” como variable de inversión

Hoy un proyecto no se evalúa solo por recurso y precio, sino por la previsibilidad del entorno normativo-operativo.

4. Pérdida de rumbo institucional como respuesta a vacíos técnicos

La intención ha sido proteger la estabilidad del sistema. El desafío es hacerlo sin erosionar el principio de libertad de inversión que dio origen al éxito del modelo.

Cierre del capítulo

La fortaleza histórica del sistema eléctrico guatemalteco no fue la planificación estatal, sino la confianza en el mercado bajo reglas claras.

Volver a esa coherencia institucional no implica debilitar a las autoridades, sino **alinear nuevamente su actuación con el diseño legal que probó su eficacia.**

Ese alineamiento será tan importante para el éxito de PEG-5, PET-3 y el gas natural como cualquier línea de transmisión o turbina de ciclo combinado.

Referencias del capítulo

- **Ley General de Electricidad**
Marco legal que establece el principio de libre inversión, desintegración vertical y neutralidad regulatoria del subsector eléctrico.
- **Normas de Coordinación Comercial (NCC) del Administrador del Mercado Mayorista**
Documentos técnicos que regulan el despacho, potencia

firme, demanda firme y operación del sistema, con impacto directo en la viabilidad económica de proyectos.

- Resoluciones recientes de la **Comisión Nacional de Energía Eléctrica (2022–2025)**
Ejemplos: CNEE-131-2022, CNEE-128-2024, CNEE-74-2025, CNEE-296-2025, CNEE-399-2025.
- Análisis jurídico sectorial:
Guatemala: últimas modificaciones al mercado eléctrico — Alta Legal.
- Documento histórico del AMM:
Ley General de Electricidad: una ley que transformó el subsector eléctrico de Guatemala.
- Tesis USAC:
Régimen jurídico aplicable a la actividad de generación de electricidad en Guatemala.
- Presentación institucional del AMM:
Mercado eléctrico de Guatemala: oportunidades de inversión.

PEG-5 y PET-3: el rediseño de la seguridad energética

Si la PEG-4 confirmó que el modelo guatemalteco sigue produciendo precios y competencia ejemplares, la **PEG-5 y el PET-3** representan algo distinto y más profundo: **el rediseño de la seguridad eléctrica del país para las próximas décadas.**

La PEG-5 busca contratar hasta 1,400 MW de potencia firme. En paralelo, el PET-3 ampliará significativamente la red de transmisión con cientos de kilómetros de nuevas líneas y subestaciones.

Sin el PET-3, la nueva generación no podrá evacuarse hacia el centro de carga.

Ambas licitaciones fueron concebidas de forma **complementaria**. No son proyectos aislados: una depende físicamente de la otra.

- **PEG-5** contrata la nueva potencia firme.
- **PET-3** construye las “carreteras eléctricas” para que esa potencia pueda llegar al centro de carga.

Sin PET-3, PEG-5 nace estrangulada.
Sin PEG-5, PET-3 sería infraestructura subutilizada.

Qué busca realmente la PEG-5

La PEG-5 no es una licitación para “comprar energía barata”. Es una licitación para **comprar confiabilidad**.

Sus objetivos centrales:

- Contratar hasta **1,400 MW de potencia firme** y energía asociada.
- Garantizar suministro a usuarios regulados por **15 años**.
- Incorporar un bloque base capaz de generar **24/7 durante todo el año**.
- Permitir participación de plantas nuevas y existentes que inviertan al menos 25% adicional.

Los contratos se adjudican por **menor costo total para el usuario**, bajo

esquemas comerciales definidos por la Norma de Coordinación Comercial del AMM.

Las fechas de inicio de suministro (2030–2033) no son casuales: coinciden con el momento en que el sistema empezaría a enfrentar déficits estructurales de potencia firme si no se actúa ahora.

Tecnologías priorizadas

A diferencia de PEG anteriores, aquí el diseño empuja explícitamente hacia:

- Gas natural como energía base
- Baterías (BESS) como estabilizadores de renovables
- Hidroeléctricas con embalse
- Renovables combinadas con almacenamiento

Es decir, la PEG-5 busca corregir exactamente la debilidad que explicó el Capítulo 4.

El rol indispensable del PET-3

El PET-3 forma parte del Plan de Expansión de Transmisión 2024-2054 y contempla:

- Más de **500 km** de nuevas líneas
- **14 nuevas subestaciones**
- Refuerzo crítico del **nodo Pacífico (Escuintla – Puerto Quetzal)**
- Fortalecimiento del flujo hacia el **anillo metropolitano**

Esto no es casualidad. Es el mapa exacto de donde se espera que se ubiquen las nuevas plantas de gas y almacenamiento.

El sistema ya anticipa que la nueva potencia vendrá de la costa sur. Y que deberá viajar hacia la Ciudad de Guatemala.

Sincronización de tiempos

Un riesgo histórico en Guatemala ha sido que la generación esté lista antes que la transmisión.

Para evitarlo, la CNEE diseñó los cronogramas de PEG-5 y PET-3 para que coincidan:

- Adjudicación PEG-5: enero 2026
- Adjudicación PET-3: noviembre 2025

- Entrada en operación coordinada: 2030 en adelante

La adjudicación de la PEG-5 fue pospuesta al mes de abril de 2026.

La PET-3 fue declarada desierta en octubre de 2025. El MEM busca relanzarla en el primer trimestre de 2026.

La inversión estimada:

- **USD 5,000 millones** en generación (PEG-5)
- **USD 500 millones** en transmisión (PET-3)

El verdadero cuello de botella: derecho de vía

Aunque los tramos están técnicamente mapeados, el obstáculo histórico es la adquisición de terrenos y las consultas comunitarias.

El antecedente del PET-1, con retrasos de hasta 8 años, está presente en la planificación actual. Por ello, el Gobierno busca declarar varios tramos como **Obras de Interés Nacional** para agilizar permisos, especialmente en

Escuintla donde la topografía facilita el trazado.

Qué pasa si uno avanza sin el otro

- Si PEG-5 avanza y PET-3 se retrasa: las plantas de gas no podrán despachar a plena capacidad, elevando el precio spot por congestión.
- Si PET-3 avanza y PEG-5 se retrasa: habrá infraestructura ociosa sin nueva generación que transportar.

Por eso este binomio es inseparable.

Conclusión técnica del capítulo

PEG-5 y PET-3 no son simplemente “nuevas licitaciones”.

Son el mecanismo mediante el cual Guatemala pasa de un sistema abundante en energía renovable a un sistema **seguro, firme y soberano energéticamente**.

Aquí no se está comprando electricidad. Se está rediseñando la arquitectura eléctrica del país para 2050.

Referencias del capítulo

- Bases oficiales PEG-5 – CNEE
- Resolución CNEE-270-2024
- Plan de Expansión de Transmisión 2024-2054 – MEM
- Norma de Coordinación Comercial No. 13 – AMM
- Comunicados MEM y análisis sectoriales sobre PEG-5 y PET-3

El fracaso del PET-3 y la transferencia implícita del riesgo territorial

La licitación del Plan de Expansión de Transmisión PET-3 evidenció una realidad estructural del subsector eléctrico guatemalteco: el riesgo territorial asociado a derechos de vía, servidumbres, consultas y expropiaciones fue trasladado casi íntegramente al inversionista privado.

Desde el punto de vista formal, el PET-3 buscaba ampliar la red de transmisión bajo un esquema de inversión privada regulada. Sin embargo, en la práctica, el diseño de la licitación colocó sobre el adjudicatario riesgos que **no controla ni puede mitigar eficazmente**.

Qué riesgos asume el inversionista en el PET-3

En los términos de la licitación, el inversionista debía:

- Obtener derechos de vía
- Negociar servidumbres
- Gestionar procesos de consulta
- Enfrentar eventuales procesos de expropiación
- Asumir retrasos judiciales y sociales
- Cumplir plazos contractuales rígidos

Todo ello sin que el Estado garantizara previamente:

- la liberación del trazo,
- la resolución de conflictos territoriales,
- ni mecanismos expeditos de expropiación.

El resultado fue previsible: **ausencia de ofertas viables** o condiciones económicas que no resultaban aceptables para el sistema.

¿Por qué este esquema no es atractivo para el inversionista?

Porque se produce la misma asimetría que señala en la PEG-5, pero amplificada:

Se transfiere el riesgo sin transferir el control.

El inversionista en transmisión:

- No tiene poder de policía
- No puede imponer servidumbres
- No controla procesos judiciales
- No decide sobre consultas comunitarias
- No administra expropiaciones

Sin embargo, sí asume:

- penalidades por atraso,
- riesgo financiero,
- riesgo reputacional,
- riesgo de incumplimiento contractual.

Desde la lógica de mercado, este esquema **no es bancable**.

La contradicción con el rol del Estado

La transmisión eléctrica es, por definición, una **infraestructura de utilidad pública**. En la **Ley General de Electricidad**, la planificación y expansión del sistema de transmisión

responde a una función pública esencial.

Cuando el Estado: planifica centralizadamente el PET, define trazos, fija nodos estratégicos, pero **traslada al privado la ejecución territorial completa**, se rompe el equilibrio del modelo.

No se trata de privatizar la inversión. Se trata de **no privatizar el riesgo institucional del Estado**.

La consecuencia: fracaso de la licitación

El resultado del PET-3 no debe interpretarse como falta de interés en transmisión, ni como un problema de rentabilidad tarifaria.

Debe leerse como una **señal de mercado**: El riesgo territorial en Guatemala supera el umbral que un inversionista privado puede asumir sin respaldo estatal efectivo.

Propuesta de modelo alternativo para la expansión de transmisión (PET)

Estado libera el trazo – privado construye y opera

La experiencia del PET-3 y las dificultades recurrentes en derechos de vía, servidumbres, consultas y expropiaciones sugieren la necesidad de **ajustar el esquema de asignación de riesgos**, sin abandonar la inversión privada ni el modelo regulado de transmisión.

Una alternativa viable, coherente con el marco legal vigente y con prácticas internacionales, es un **modelo híbrido de ejecución**, basado en la siguiente división de responsabilidades:

1. Rol del Estado

El Estado, a través de sus instituciones competentes, asumiría las funciones que corresponden a su potestad pública:

- Definición y validación del trazo definitivo
- Gestión de procesos de consulta
- Liberación de derechos de vía

- Establecimiento de servidumbres
- Ejecución de procesos de expropiación cuando corresponda
- Declaratoria expresa de utilidad pública de los proyectos de transmisión incluidos en planes oficiales

Este enfoque reconoce que el riesgo territorial **no es gestionable por el privado**, porque implica potestades que solo el Estado puede ejercer.

2. Rol del inversionista privado

Una vez liberado el trazo, el inversionista asumiría:

- Diseño de ingeniería de detalle
- Construcción de la infraestructura
- Financiamiento del proyecto
- Operación y mantenimiento
- Cumplimiento de estándares técnicos y plazos contractuales

Bajo este esquema, el riesgo asumido por el privado es **técnico, financiero y operativo**, es decir, el riesgo que puede controlar y gestionar.

3. Ventajas del modelo

Este esquema presenta beneficios claros:

- Reduce significativamente el riesgo país en transmisión
- Hace bancables los proyectos del PET
- Acelera la ejecución de obras estratégicas
- Evita sobrecostos por contingencias territoriales
- Mejora la coordinación entre generación y transmisión
- Refuerza la credibilidad de las licitaciones futuras

Lejos de debilitar el mercado, este modelo **lo fortalece**, al restablecer un principio básico: cada actor asume el riesgo que está en capacidad de administrar.

PEG-5. Traslado de riesgos a los inversionistas

¿La PEG-5 traslada al oferente la responsabilidad de la transmisión?

Sí, en la práctica, parcialmente.

No en el sentido de “construir el PET”, pero **sí en el riesgo y costo de conexión** de su proyecto al Sistema Nacional Interconectado.

En las bases de la PEG-5 se establece que el oferente debe:

- Asegurar la **factibilidad de interconexión** de su proyecto
- Asumir los **costos de las obras de conexión** (subestaciones, líneas dedicadas, refuerzos locales)
- Internalizar el riesgo de que **la transmisión disponible no esté lista** a tiempo

Es decir, **la licitación no garantiza capacidad de evacuación**; el proyecto debe demostrar que puede conectarse y despachar.

Esto **sí representa un cambio relevante** respecto a la expectativa histórica de muchos inversionistas.

¿Esto es ilegal?

No es claramente ilegal, pero **sí es jurídicamente discutible**.

Por qué no es ilegal de forma evidente

La **Ley General de Electricidad** establece que:

- La transmisión es una **actividad regulada**
- El acceso debe ser **abierto y no discriminatorio**
- Los generadores deben pagar **peajes y cargos de conexión**

La ley **no prohíbe** que el generador asuma costos de conexión específica. Eso es estándar internacional.

Por qué sí genera controversia jurídica

Porque se cruza una línea delicada:

- El **PET** es responsabilidad del Estado/regulador
- La planificación de transmisión es **centralizada**
- El generador **no controla**: derechos de vía, servidumbres, consultas, expropiaciones y tiempos de ejecución del PET.

Al trasladar el riesgo de evacuación **sin trasladar el control**, se genera una asimetría que algunos abogados consideran contraria al principio de **seguridad jurídica y neutralidad regulatoria**.

Por eso algunos sostienen que: **Se está privatizando el riesgo de una función pública**. No es un argumento frívolo; es **debatible en sede constitucional**, aunque no resuelto aún.

¿Ha asustado a los inversionistas?

Sí, claramente. No por el principio, sino por la **magnitud del riesgo**.

Hay casos reales donde **el costo de conexión al sistema puede ser mayor que el costo de la planta generadora.**

Esto ocurre especialmente cuando:

- El nodo está saturado
- Se requiere construir decenas de km de línea
- Se necesitan nuevas subestaciones
- Hay conflicto territorial

Desde el punto de vista del inversionista, esto introduce:

- Incertidumbre de CAPEX
- Incertidumbre de plazo
- Riesgo legal (servidumbres)
- Riesgo de incumplimiento contractual

Resultado: **sube el costo ofertado o simplemente no se oferta.**

El problema de fondo

El problema **no es la PEG-5 en sí.**
El problema es el **desacople entre licitación de generación y ejecución del PET.**

Si la transmisión estuviera planificada, financiada, ejecutada y con derecho de vía resuelto. trasladar el costo de conexión sería razonable y neutral.

Pero en Guatemala la transmisión es el **eslabón más débil**, el riesgo territorial es alto y el Estado **no puede garantizar plazos**. Entonces el diseño actual produce un efecto no deseado: **Expulsa la inversión o la encarece**.

Mientras la ejecución del PET no sea jurídicamente y territorialmente predecible, trasladar el riesgo de transmisión al generador no fortalece el mercado: lo contrae.

Conclusión técnica

- La PEG-5 traslada al oferente el riesgo de conexión y evacuación.
- **No es manifiestamente ilegal**, pero **sí jurídicamente debatible**.
- **Sí**, ha generado cautela e incluso retramiento de inversionistas.
- En ciertos casos, **la transmisión puede costar más que la planta**, distorsionando la licitación.

El verdadero cuello de botella: puertos, transmisión y derecho de vía

Hasta este punto del análisis, la solución técnica parece clara: más potencia firme (PEG-5) y más transmisión (PET-3).

Sin embargo, existe un tercer elemento que no aparece en los diagramas eléctricos, pero que determina si todo el plan es viable o no:

la logística física para introducir gas natural al país y llevar esa energía al centro de carga.

Aquí se encuentra hoy el verdadero cuello de botella del sistema.

Puerto Quetzal: saturación operativa

Puerto Quetzal es el punto natural para recibir Gas Natural Licuado (GNL) por razones geográficas y de cercanía a los

nodos eléctricos de Escuintla. Pero el muelle comercial actual se encuentra saturado por:

- Graneles sólidos
- Combustibles líquidos
- Carga comercial general

La solución que se está evaluando no pasa por usar el muelle existente, sino por crear infraestructura **dedicada**:

- Terminales flotantes de almacenamiento y regasificación (**FSRU**)
- Terminales privadas tipo “monoboya” mar adentro
- Conexión directa por tubería hacia plantas térmicas cercanas

Esto evita la congestión portuaria tradicional.

El Atlántico: inviable en la práctica

Podría pensarse que Puerto Barrios o Santo Tomás serían alternativas. En la práctica no lo son:

- Bahía de Amatique y Golfo de Dulce son áreas ambientalmente protegidas.

- Existen restricciones de soberanía y presencia militar en zonas fronterizas.
- Los estudios de impacto ambiental para una terminal de GNL allí serían extremadamente complejos.

Por ello, **más del 90% de las propuestas técnicas se concentran en el Pacífico.**

La transmisión: llevar el gas al centro de carga

Incluso si el gas llega a Escuintla, el problema no está resuelto. Esa potencia debe viajar hacia la Ciudad de Guatemala.

Aquí entra el PET-3:

- Refuerzos en subestaciones del nodo Pacífico
- Nuevas líneas hacia el anillo metropolitano
- Capacidad prevista para evacuar hasta **800 MW adicionales**

Sin estas líneas, el gas quedaría “atrapado” en la costa.

El derecho de vía: el obstáculo histórico

Guatemala no ha tenido problemas técnicos para diseñar líneas de transmisión. Ha tenido problemas sociales y legales para **pasarlas por terrenos privados y comunidades**.

El antecedente del PET-1, con retrasos superiores a 8 años, sigue presente en la memoria del sector.

Por eso hoy el Gobierno busca declarar varios tramos del PET-3 como **Obras de Interés Nacional**, intentando reducir el riesgo de:

- Amparos judiciales
- Consultas comunitarias mal reglamentadas
- Bloqueos territoriales

Qué pasa si esto falla

Si la infraestructura portuaria no se concreta o el PET-3 se retrasa:

- Los proyectos de gas no podrán demostrar viabilidad en la PEG-5.
- Los bloques de energía base podrían declararse desiertos.

- El país se vería obligado a extender la vida de plantas de búnker y carbón.
- **El precio spot volvería a subir** por congestión y falta de firmeza.

Es decir, el problema no sería eléctrico. Sería **logístico y territorial**.

Conclusión técnica del capítulo

El éxito de la PEG-5 no depende únicamente de la tecnología de generación.

Depende de que Guatemala resuelva tres cuellos de botella simultáneamente:

1. Infraestructura portuaria dedicada para GNL en el Pacífico
2. Líneas de transmisión del PET-3 hacia el centro de carga
3. Gestión efectiva del derecho de vía y consultas comunitarias

La electricidad no falla por falta de diseño.

Falla cuando no puede moverse físicamente por el territorio.

Referencias del capítulo

- Estudios MEM sobre terminales de GNL en el Pacífico
- Plan Maestro de EPQ
- PET-3 – trazos y subestaciones priorizadas
- Jurisprudencia sobre servidumbres y Convenio 169 (casos Oxec / Renace)
- Análisis sectoriales sobre FSRU en Centroamérica.

Conflictividad territorial, Convenio 169 y su impacto directo en generación y transmisión

La conflictividad social asociada al uso del territorio se ha convertido en uno de los **principales factores de riesgo estructural** del subsector eléctrico guatemalteco. Este fenómeno no afecta únicamente a los proyectos de generación —en particular los hidroeléctricos— sino que impacta de forma directa la expansión de la transmisión eléctrica, es decir, el **Plan de Expansión de Transmisión (PET)**, comprometiendo la seguridad energética del sistema en su conjunto.

La energía puede ser abundante y competitiva en el papel; pero si no puede construirse ni transportarse a través del territorio, el modelo pierde ejecutabilidad.

El vacío normativo del Convenio 169 y la conflictividad creciente

Guatemala ratificó el **Convenio 169 de la OIT**, asumiendo la obligación de realizar procesos de consulta previa, libre e informada. Sin embargo, la **ausencia de una ley o reglamento específico** que defina con claridad procedimientos, plazos, autoridades competentes y efectos jurídicos ha generado un escenario de alta incertidumbre institucional.

En la práctica, este vacío ha sido llenado por criterios jurisprudenciales de la Corte de Constitucionalidad, aplicados caso por caso. **El resultado no ha sido certeza, sino judicialización de proyectos**, procesos prolongados y conflictividad social recurrente.

Este contexto ha tenido dos efectos claros:

1. **Disuasión de nueva inversión hidroeléctrica**, especialmente aquella que requiere amplias servidumbres, embalses o afectación de cuencas.

2. **Traslado del riesgo territorial a** proyectos que, por diseño, deberían ser socialmente neutros, como la transmisión eléctrica.

Por qué es poco probable el desarrollo de nuevas hidroeléctricas

En el contexto actual, la probabilidad de desarrollar nuevas hidroeléctricas de mediana o gran escala es limitada, no por inviabilidad técnica o económica, sino por **riesgo social y jurídico**.

Estos proyectos concentran múltiples factores sensibles:

- Uso intensivo de territorio
- Afectación de ríos y cuencas
- Cambios en actividades productivas locales
- Procesos de consulta complejos y prolongados

Ante este escenario, la inversión privada ha migrado hacia tecnologías con **menor huella territorial directa**, como solar, eólica, gas natural y almacenamiento, aun cuando estas no siempre aporten la misma potencia

firme que una hidroeléctrica con embalse.

Abrir espacio a hidroeléctricas existentes: una decisión racional

Frente a esta realidad, resulta técnicamente razonable y estratégicamente prudente que las próximas licitaciones **incorporen explícitamente a hidroeléctricas existentes**, bajo esquemas bien diseñados.

Incluir plantas existentes produce efectos claros:

- Reduce conflictividad social (no hay nueva ocupación territorial)
- Reduce tiempos de ejecución
- Reduce riesgo jurídico
- Reduce CAPEX
- **Tiende a bajar el precio ofertado en licitaciones**

Esto no implica abandonar la señal de inversión nueva, sino **equilibrarla con realismo institucional y territorial**.

¿Hidroeléctricas con embalse o sin embalse?

La respuesta técnica no es excluyente, pero sí diferenciada.

Hidroeléctricas con embalse

Son las que mayor valor aportan al sistema actual, porque:

- Contribuyen a potencia firme
- Permiten regulación horaria y estacional
- Aportan flexibilidad para acompañar renovables variables

Cuando estas plantas ya existen, su participación en licitaciones es altamente deseable, pues el mayor riesgo social fue absorbido históricamente.

Hidroeléctricas sin embalse (a filo de agua)

Aportan energía competitiva, pero su contribución a potencia firme es limitada y altamente dependiente de la hidrología.

Su inclusión es viable siempre que:

- Compitan principalmente en bloques de energía, o
- Se les permita (y se incentive) **híbridar con almacenamiento (BESS)** para transformar parte de su producción en capacidad útil en horas pico.

El efecto virtuoso de incluir plantas existentes

La experiencia regional e internacional demuestra que **incluir plantas existentes**, bajo condiciones claras de inversión adicional, **presiona los precios a la baja sin sacrificar confiabilidad**.

Este enfoque:

- Reduce riesgo país
- Acelera la entrada de potencia firme
- Aprovecha activos ya amortizados
- Mantiene competencia real en la licitación

No es una distorsión del mercado; es una **adaptación inteligente a la realidad territorial**.

La transmisión: el PET también sufre la conflictividad

Un elemento frecuentemente subestimado es que la conflictividad territorial **afecta de igual manera al PET.**

Las líneas de transmisión:

- Cruzan múltiples comunidades
- Requieren servidumbres extensas
- Son altamente visibles
- Generan resistencia social incluso cuando no implican generación local

La experiencia del **PET-1** y los riesgos identificados en el **PET-3** confirman que la falta de reglas claras de consulta, servidumbre y expropiación **pone en riesgo la sincronización entre generación y transmisión**, condición esencial para el éxito de licitaciones como PEG-5.

Si el PET se retrasa por conflictividad:

- La nueva generación no puede evacuarse
- Se generan congestiones

- Aumenta el precio spot
- Se debilita la seguridad energética

Expropiación por causa de utilidad pública: una herramienta hoy ineficaz

A la falta de un marco claro para la consulta se suma otro factor estructural: la **ineficacia del régimen de expropiación por causa de utilidad pública**.

Guatemala cuenta formalmente con mecanismos legales de expropiación; sin embargo, en la práctica, estos procesos son **lentos, fragmentados y altamente judicializables**, lo que los vuelve inoperantes para infraestructura eléctrica estratégica, especialmente transmisión.

En la práctica ocurre lo contrario a lo esperado:

- Los procesos pueden tardar años
- Cada tramo puede judicializarse de forma independiente
- No existen plazos perentorios claros
- La compensación se discute antes, durante y después

- Medidas cautelares pueden suspender proyectos completos

La expropiación se convierte así en **inoperante**, dejando al PET vulnerable incluso cuando la obra es esencial para el interés nacional.

¿Modificar las leyes de expropiación? Sí, con criterios modernos

Modificar el régimen de expropiación **no implica debilitar derechos**, sino actualizar el equilibrio entre interés público y certeza jurídica para infraestructura crítica.

Una reforma moderna debería:

1. Reconocer explícitamente la transmisión eléctrica como obra de utilidad pública estratégica
2. Establecer procedimientos abreviados para proyectos incluidos en planes oficiales (PET)
3. Definir plazos perentorios
4. Permitir posesión anticipada con compensación garantizada
5. Reducir instancias judiciales paralelas

6. Alinear consulta, servidumbre y expropiación en un solo procedimiento coherente

Este enfoque es estándar en países que lograron expandir su infraestructura energética sin paralizarla por indefinición institucional.

Implicación estratégica para el diseño de licitaciones

Mientras el régimen territorial siga siendo incierto:

- El PET seguirá siendo el eslabón más frágil del sistema
- Las licitaciones asumirán primas de riesgo mayores
- Será racional priorizar activos existentes y reconversiones
- El costo final para el usuario aumentará

Por ello, **la reforma del marco territorial no es un tema legal marginal**, sino una condición habilitante para que PEG-5, PET-3 y la estrategia de potencia firme funcionen como fueron diseñadas.

Conclusión del capítulo

La conflictividad territorial, amplificada por la falta de un marco claro para el Convenio 169 y por un régimen de expropiación ineficaz, ha redefinido las condiciones reales del subsector eléctrico guatemalteco.

Persistir en diseños de licitación que asumen disponibilidad irrestricta del territorio es ignorar la realidad.

Abrir espacio a hidroeléctricas existentes, reconocer el impacto de la conflictividad sobre el PET y modernizar las herramientas jurídicas **no debilita el modelo eléctrico guatemalteco: lo hace viable en el mundo real.**

Referencias resumidas

1. **Constitución Política de la República de Guatemala** – Expropiación por causa de utilidad pública con indemnización.
2. **Ley de Expropiación** – Marco vigente, altamente judicializable.
3. **Ley General de Electricidad** – Servicio esencial, sin articulación territorial suficiente.

4. **Ministerio de Energía y Minas –**
Planes PET como base de utilidad pública.
5. Experiencia comparada (Chile, Colombia, Perú): expropiación expedita y posesión anticipada para transmisión eléctrica.

Fuentes potenciales de suministro de gas natural: seguridad, diversificación y realismo

El debate sobre la incorporación del gas natural al sistema eléctrico guatemalteco suele centrarse en la infraestructura necesaria —terminales, transmisión y plantas—, pero con frecuencia **omite una pregunta fundamental:**
¿de dónde provendrá el gas que abastecerá al país y bajo qué condiciones de seguridad y precio?

Responder esta pregunta es clave para evaluar la viabilidad real de la transición hacia gas como fuente de potencia firme.

Suministro internacional: el escenario dominante y más viable

En el corto y mediano plazo, la opción más realista para Guatemala es el **gas**

natural licuado (GNL) importado,
abastecido desde mercados
internacionales consolidados.

Las principales fuentes potenciales son:

- **Estados Unidos**
Principal exportador mundial de GNL. El desarrollo del *shale* gas ha generado excedentes estructurales, con contratos indexados al Henry Hub, altamente atractivos para mercados emergentes.
- **Qatar**
Uno de los productores con mayor capacidad y costos marginales más bajos del mundo. Su expansión de capacidad prevista hacia 2026–2027 refuerza el escenario de sobreoferta global.
- **Trinidad y Tobago**
Proveedor histórico del Caribe y Centroamérica, con ventajas logísticas por cercanía, aunque con producción más limitada.
- **México**
Si bien México no exporta GNL desde el Pacífico, su red de gasoductos alimentada por gas estadounidense abre escenarios futuros de interconexión regional,

aunque hoy no constituye una solución inmediata para Guatemala.

Según la **International Energy Agency**, el mercado global de GNL entrará en un período de **sobreoferta estructural a partir de 2026–2027**, lo que favorece contratos estables, precios moderados y mayor seguridad de suministro para países importadores sin producción propia.

Ventaja estratégica del GNL: flexibilidad contractual

A diferencia del carbón o del búnker, el gas importado vía GNL permite:

- Diversificar proveedores
- Evitar dependencia de un solo país
- Contratar volúmenes escalables
- Ajustar contratos a la demanda eléctrica real

Esto convierte al gas en una fuente no solo más limpia, sino **estratégicamente más flexible**.

El potencial local: gas a boca de pozo, una incógnita pendiente

Existe evidencia preliminar de **potencial de gas natural en territorio guatemalteco**, con indicios históricos en la cuenca del norte del país y otras zonas con actividad petrolera previa.

Este gas, de confirmarse comercialmente, tendría ventajas importantes:

- **Costo muy bajo a boca de pozo**
- Reducción de dependencia externa
- Estabilidad de suministro
- Impacto positivo en balanza energética

Sin embargo, este potencial **no ha sido cuantificado de forma técnica y sistemática**. La ausencia de:

- Exploración moderna
- Estudios sísmicos actualizados
- Marco claro para desarrollo de gas no asociado

Impide hoy considerar el gas local como una fuente confiable dentro de la planificación eléctrica.

En consecuencia, cualquier estrategia responsable debe tratar el gas nacional como **una oportunidad de largo plazo**, no como base de suministro para PEG-5 o PET-3.

Implicaciones para la planificación eléctrica

Dado este contexto, la planificación energética debe asumir que:

1. **El suministro inicial de gas será importado**, principalmente desde EE. UU. y otros productores de GNL.
2. La infraestructura (FSRU, terminal privada, gasoductos cortos) debe diseñarse con **flexibilidad para múltiples proveedores**.
3. El eventual desarrollo de gas local, si se confirma, podría **integrarse posteriormente** como complemento estratégico, sin poner en riesgo la seguridad energética.

Conclusión del capítulo

La discusión sobre gas natural en Guatemala no puede limitarse a la generación eléctrica. Debe incorporar una visión integral del **suministro**, que combine realismo de corto plazo y visión estratégica de largo plazo.

El GNL importado ofrece hoy la única solución inmediata, segura y diversificable para aportar potencia firme al sistema.

El gas nacional, aunque prometedor, sigue siendo una incógnita que requiere exploración y estudios serios antes de incorporarse a la planificación.

Integrar ambos planos —internacional y local— no solo fortalece la seguridad energética del país, sino que eleva la discusión del gas desde una solución coyuntural hacia una **política energética de Estado**.

Referencias

- **International Energy Agency – Global LNG Market Outlook**
- U.S. Energy Information Administration (EIA) – Exportaciones de GNL

- Estudios regionales sobre GNL en Centroamérica
- Informes históricos de exploración petrolera y gasífera en Guatemala
- Casos regionales: Trinidad y Tobago, Energía del Pacífico (El Salvador)

La solución inteligente: reconvertir carbón a gas

En medio del análisis sobre PEG-5, PET-3, puertos y nuevas plantas, existe una alternativa que reduce dramáticamente el riesgo técnico, social, financiero y logístico del país: **no construir desde cero... sino transformar lo que ya existe.**

Guatemala ya posee dos complejos termoeléctricos de gran escala que reúnen condiciones casi imposibles de replicar hoy:

- Derecho de vía consolidado
- Subestaciones de alta capacidad ya construidas
- Terrenos industrializados y con licencia social operativa
- Conexiones directas al sistema de transmisión nacional

Se trata de las plantas de **carbón** de la costa sur.

La propuesta técnica es simple y poderosa: **reconvertir 300–500 MW de carbón a gas natural en ciclo combinado.**

Por qué esta opción es tan estratégica

Construir una planta nueva de 400 MW implica:

- Comprar terrenos
- Negociar servidumbres
- Tramitar licencias ambientales
- Enfrentar consultas comunitarias
- Construir subestaciones y líneas
- Esperar 4–6 años

Reconvertir una planta existente implica:

- Mantener el mismo terreno
- Mantener la misma subestación
- Mantener el mismo derecho de vía
- Cambiar la tecnología de generación

El tiempo de implementación se reduce casi a la mitad.

Encaje perfecto con PEG-5

Las bases de PEG-5 permiten que plantas existentes participen siempre que realicen al menos un **25% de inversión nueva**.

Una reconversión de carbón a gas cumple exactamente ese requisito:

- Nueva turbina
- Nuevo sistema de combustión
- Nueva tecnología de ciclo combinado
- Infraestructura de gas

Es decir, no es un “ parche”. Es una **modernización total del bloque generador**.

Ventaja para el PET-3

Estas plantas ya están ubicadas precisamente donde el PET-3 concentra su refuerzo: Escuintla.

Eso significa que la evacuación de potencia ya está prevista en el diseño de transmisión.

Ventaja ambiental y financiera

Para los bancos internacionales y fondos de inversión, financiar una reconversión a gas es mucho más viable que financiar carbón:

- Menores emisiones de CO₂
- Menor material particulado
- Cumplimiento de estándares ESG
- Mayor eficiencia térmica

Esto abre la puerta a financiamiento verde que hoy no está disponible para carbón.

Impacto directo en la firmeza del sistema

Una reconversión de 400 MW en ciclo combinado podría aportar:

- Potencia firme 24/7
- Respuesta rápida a variaciones renovables
- Menor costo marginal que el búnker
- Menor dependencia de importaciones desde México

Con una sola decisión estratégica, Guatemala podría cubrir **hasta el 35-40%** de la necesidad de PEG-5 sin construir nuevas plantas desde cero.

Lo más importante: reduce el riesgo país

Esta opción evita el punto más débil de todos los proyectos eléctricos recientes en Guatemala: el conflicto territorial y las consultas comunitarias.

Aquí no hay nuevas comunidades que convencer.

La infraestructura ya existe y lleva más de una década operando.

Conclusión técnica del capítulo

Mientras el debate nacional se concentra en dónde construir nuevas plantas, la solución más eficiente podría estar en **transformar inteligentemente las existentes**.

Reconvertir carbón a gas no es solo una decisión energética.

Es una decisión estratégica que reduce:

- Tiempo
- Costo

- Riesgo social
- Riesgo logístico
- Riesgo financiero

Y encaja de forma casi perfecta con el diseño de PEG-5 y PET-3.

Referencias del capítulo

- Bases PEG-5 – participación de plantas existentes
- Ubicación de subestaciones y nodos PET-3
- Estudios de reconversión carbón-gas en América Latina
- Lineamientos ESG para financiamiento energético
- Reportes técnicos de eficiencia térmica ciclo combinado vs carbón

Gas vs. carbón al 2030: la matemática que decidirá la PEG-5

La discusión sobre gas natural en Guatemala suele moverse entre dos extremos:

o se presenta como la solución inevitable, o se descarta como un lujo importado.

Pero si llevamos el debate al terreno donde debe estar —la matemática económica y la bancabilidad— el panorama se vuelve mucho más claro:

Hacia 2030, la ventaja del gas no se decide solo por el precio del combustible, sino por una “pinza” de dos fuerzas:

1. El costo variable por MWh (eficiencia/heat rate), y
2. El castigo financiero y regulatorio a las emisiones de CO₂.

1) La “pinza” económica hacia 2030

Para entender la rentabilidad de reconvertir carbón a gas hacia el 2030, debemos ver la ‘pinza’ económica: por un lado, el costo del combustible y, por otro, el castigo financiero a las emisiones de CO₂.

Ese es el marco analítico más sólido, porque evita el error clásico: comparar carbón vs gas solo por “precio de mercado”.

2) Proyección del precio del gas: el argumento del superávit global (2026–2027)

Punto esencial:

- La expectativa de **superávit de GNL** a partir de **2026–2027** por entrada de proyectos en EE. UU. y Qatar, según IEA.
- Un **Henry Hub estabilizado** en el rango **USD 3.50–4.50/MMBtu** como referencia, y un gas “puesto en puerto” para Guatemala en torno a **USD 8.50–10.00/MMBtu**, considerando licuefacción y flete.

Esto no dice que el gas será “barato”. Dice algo más importante: **será relativamente estable y bancable**, que es exactamente lo que una licitación tipo PEG-5 necesita.

3) Carbón: “barato” en el papel, caro en el kWh

- Carbón térmico proyectado en torno a **USD 100–110/ton**, “parece barato”, pero su **eficiencia térmica es menor**, por lo que requiere más energía primaria para producir el mismo kWh que el gas en ciclo combinado.

Esta es la trampa conceptual del carbón: su costo por tonelada puede verse atractivo, pero lo que importa en un mercado eléctrico no es el combustible por tonelada, sino el **costo variable por MWh**.

4) El corazón de la decisión: Heat Rate (eficiencia) y costo variable por MWh

Aquí está el argumento más “load-bearing” de todo el capítulo:

- Ciclo combinado (gas): **~60% de eficiencia**
- Carbón convencional: **~33–35%**
- Resultado: con la misma cantidad de calor, el gas produce casi el doble de electricidad, reduciendo el costo variable final por MWh.

Luego aterriza el heat rate típico:

- Carbón: **~10,500 Btu/kWh**
- Ciclo combinado: **~6,500 Btu/kWh**

En otras palabras: **Aunque el gas sea más caro por unidad térmica, el kWh puede salir más barato por unidad útil de electricidad.**

Esto explica por qué, al 2030, el gas compite no solo como “limpio”, sino como **económicamente racional**.

5) El factor que cambia el juego: bancabilidad e “impuesto al carbono”

Hay una verdad incómoda que decide más que el combustible: **los bancos están dejando al carbón sin oxígeno.**

- **Financiamiento:** bancos internacionales ya no financian carbón; para que plantas de carbón logren capital de trabajo o expansiones bajo PEG-5, deben presentar un plan de descarbonización.
- **Costo de emisión:** hacia 2030 se prevén cargos por CO₂ (por Guatemala o socios comerciales). El gas emite ~50% **menos CO₂** que el carbón, lo cual protege contra impuestos verdes que encarecerían el despacho del carbón.

Aquí aparece un concepto clave que vale la pena nombrar explícitamente:

- **Activo varado (*stranded asset*):** una planta de carbón podría volverse “incontratable” por su huella de carbono, incluso si técnicamente puede operar.

Este punto es crucial para PEG-5, porque una licitación a 15 años necesita activos que sean **contratables** todo el período, no solo “operables”.

6) Comparación directa hacia 2030: el cuadro que resume todo

- Carbón 2030: costo variable estimado **~USD 65–75/MWh**
- Gas reconvertido (ciclo combinado): **~USD 55–65/MWh**

Y lo más importante: la “vida útil contractual” del carbón está “en riesgo por regulación”, mientras que el gas se vuelve **asegurable** dentro de un contrato PEG-5 a 15 años.

7) Un antecedente regional que confirma la viabilidad: El Salvador (EDP)

Para reforzar que esto no es teoría, incluyo el caso de **Energía del Pacífico (EDP) en Acajutla**, inaugurada en 2022:

- Inversión **~USD 1,150 millones**
- **~380 MW** (aprox. 30% de la demanda nacional)
- Terminal flotante (FSRU) y motores + turbina de vapor para ciclo combinado

8) El contexto del precio spot y el petróleo como presión indirecta

- El spot depende de renovables + dependencia térmica sujeta a precios internacionales.
- Proyección indicativa de petróleo:
2025 ~USD 55/barril y 2030 ~USD 60–70/barril.

Aunque el gas no se indexa igual que el búnker, este contexto sirve para explicar por qué la **seguridad de precio** se vuelve tan valiosa para el sistema.

Conclusión técnica del capítulo

Hacia 2030, la decisión entre carbón y gas para PEG-5 no se resuelve por ideología energética, sino por matemática y finanzas:

1. El gas puede llegar a Guatemala en un rango **puesto en puerto** de **USD 8.50–10.00/MMBtu** bajo un escenario de sobreoferta global.
2. Su eficiencia (heat rate) hace que el costo variable por MWh sea competitivo e incluso inferior al carbón en escenarios razonables.

3. El carbón enfrenta el riesgo creciente de convertirse en **activo varado** por presión de financiamiento y posibles impuestos al carbono.

Tesis del capítulo

La reconversión es altamente rentable: baja el costo variable, mejora competitividad spot y evita que el activo quede “varado”.

Referencias del capítulo (a consolidar en tu bibliografía final)

- Proyecciones de mercado GNL / superávit 2026–2027 (IEA)
- Rango Henry Hub y costo “puesto en puerto” para Guatemala
- Comparativo heat rate y eficiencia gas vs carbón
- Bancabilidad, financiamiento y riesgo de activos varados
- Caso regional: Energía del Pacífico (Acajutla, El Salvador)

Conclusión: Guatemala no tiene un problema de energía

El diseño del mercado eléctrico guatemalteco sigue siendo sólido. La competencia funciona, los precios mayoristas son competitivos, la matriz es mayoritariamente renovable y el país mantiene una posición relevante en el mercado eléctrico regional. Nada de esto sugiere la necesidad de desmontar o reemplazar el modelo.

Lo que ha cambiado es el contexto técnico y territorial en el que el modelo opera.

La alta penetración renovable redujo el costo de la energía, pero incrementó la necesidad de respaldo firme. La expansión de la transmisión se volvió tan crítica como la expansión de la generación. Y la ejecución de infraestructura pasó a depender no solo de viabilidad técnica y financiera, sino de condiciones sociales, jurídicas e

institucionales que hoy representan el principal riesgo del sistema.

La conflictividad territorial, la aplicación fragmentada del Convenio 169, las dificultades para establecer servidumbres y un régimen de expropiación poco expedito han convertido al territorio en un factor determinante de la seguridad energética. En este escenario, **insistir en diseños de licitación que asumen disponibilidad irrestricta del territorio equivale a ignorar la realidad operativa del país.**

Guatemala no tiene un problema de energía. Guatemala tiene un problema de potencia firme, transmisión, logística y conflictividad.

El modelo eléctrico creado en 1996 y perfeccionado en 2007 sigue funcionando. Produce precios competitivos, atrae inversión privada, genera excedentes regionales y mantiene una matriz limpia. **Guatemala pasó, casi sin notarlo, de un sistema térmico caro pero firme, a un sistema renovable barato pero intermitente.**

Frente a ello, el camino razonable no es abandonar el modelo, sino adaptarlo.

Abrir espacio a activos existentes, priorizar tecnologías que aporten potencia firme, facilitar la reconversión de plantas, integrar almacenamiento, coordinar generación y transmisión, y modernizar las herramientas jurídicas para infraestructura estratégica son decisiones coherentes con el espíritu original del mercado eléctrico.

La seguridad energética futura de Guatemala no dependerá únicamente de nuevas centrales o de más megavatios instalados. Dependerá de la capacidad del Estado y de las instituciones para ejecutar: ejecutar transmisión, ejecutar logística, ejecutar procesos territoriales y ejecutar reglas claras y predecibles.

Guatemala no requiere un rediseño de su mercado eléctrico, sino completar su siguiente etapa técnica. Como sistema maduro, el sector demanda hoy instituciones, gestión del territorio y decisiones políticas con el mismo nivel de sofisticación que el mercado que logró construir.

Si lo hace bien, no solo resolverá su coyuntura actual, sino que se convertirá en referente energético regional para las próximas décadas.

Epílogo estratégico

Recomendaciones para la ejecución del modelo

Este ensayo no se limita a describir la coyuntura del subsector eléctrico guatemalteco. A partir del análisis técnico, institucional y territorial desarrollado, es posible identificar **líneas de acción estratégicas** que permitirían preservar los logros del modelo eléctrico y hacerlo ejecutable en el contexto actual.

1. **Reconocer la transmisión eléctrica como infraestructura estratégica de interés nacional**
La ejecución oportuna de tramos críticos del PET —en particular del PET-3— es condición indispensable para la seguridad energética. Su tratamiento como infraestructura estratégica permitiría reducir retrasos

asociados a servidumbres, amparos y conflictos territoriales.

- 2. Viableizar jurídicamente infraestructura de importación de gas en el Pacífico**
Sin una solución clara para la introducción de gas natural —ya sea mediante FSRU o terminal privada dedicada— la viabilidad técnica y económica de la PEG-5 se ve significativamente limitada.
- 3. Incentivar la reconversión de activos existentes hacia tecnologías de menor riesgo**
Facilitar explícitamente la reconversión de plantas térmicas existentes de carbón a gas dentro de los esquemas de licitación permitiría reducir riesgo país, acortar tiempos de ejecución y aprovechar infraestructura ya instalada.
- 4. Alinear la política tarifaria local con la eficiencia del mercado mayorista**
La revisión del esquema de tasas municipales de alumbrado público resulta necesaria para que la eficiencia alcanzada en generación y transmisión se refleje efectivamente en la factura del usuario final.

5. Integrar el almacenamiento como componente estructural del sistema

El impulso a sistemas de almacenamiento (BESS) debe entenderse no como complemento opcional, sino como pieza estructural para convertir energía renovable variable en capacidad útil y potencia firme.

Del autor



Pepo Toledo - Síntesis biográfica

www.pepotoledo.com

Nació en la ciudad de Guatemala en 1951. Su pasión por los automóviles lo llevó a participar en competencias (1969-1976) e iniciar su carrera en ese ámbito. En 1974 se graduó en Tecnología Automotriz en *National Schools*, de Los Ángeles, California, EUA. En 1993 obtuvo la licenciatura en Economía en la Universidad Mariano Gálvez de Guatemala.

Defensor decidido de programas ambientales compatibles con el desarrollo económico. En 1991 consiguió que Guatemala se convirtiera en el primer país del mundo en eliminar de golpe el plomo de la gasolina. Con el auspicio de Pro Eco extendió el programa a toda Centroamérica y Panamá.

Fue columnista de *Prensa Libre* (1991-1999), director de la Asociación de Gerentes de Guatemala (1991-1993) y presidente de la Asociación Guatemalteca de Historia Natural (1994-2008), desde donde impulsó la reconstrucción del Parque Zoológico Nacional La Aurora. Se desempeñó como vicepresidente del Consejo Directivo del Instituto Nacional de Electrificación (1996-1999), superintendente de Telecomunicaciones de Guatemala (1999-2000), presidente del Foro Latinoamericano de Entes Reguladores de Telecomunicaciones (1999), presidente de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (2004-2007), vicepresidente de la Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de Energía (2005-2007), Comisionado Presidencial para la Reestructuración y Modernización del

Sistema Penitenciario (2007) y gerente general del Organismo Judicial (2023-2024), donde dejó estructurada la Sistematización del Proceso Judicial.

Experto en conectividad; junto a Enrique Godoy García-Granados diseño el Plan de Gobierno Municipal 2024-2028 para la administración de Sebastián Arzú como alcalde.

Ha librado una constante lucha contra monopolios y privilegios. Como regulador, fue pieza clave en la apertura de los mercados de telecomunicaciones y electricidad en Guatemala. En 2005, el *Manhattan Institute for Public Policy Research* afirmó: “Guatemala está mucho más avanzada que Estados Unidos en el desarrollo de las telecomunicaciones”. El modelo eléctrico del país se considera ejemplar.

Es presidente de la Fundación Mario Monteforte Toledo (2000-2008 y desde 2018). Bajo el sello de la Fundación ha editado 11 libros, producido un largometraje y 11 documentales con el objetivo de difundir los grandes valores de la cultura guatemalteca. Es un reconocido promotor y difusor cultural.

Ha escrito 24 libros, numerosos ensayos y artículos, y ha impartido conferencias sobre diversos temas.

En 2010, tras años de contacto con el mundo del arte, inició una exitosa carrera como escultor. Ha realizado 65 exposiciones individuales y más de 60 esculturas públicas en Alemania, Ginebra, París, La Haya, Ámsterdam, Turquía, Washington D.C., Israel, México, Costa Rica y Guatemala, entre otros lugares. Su exposición *insignia*, *Esculturas peligrosas*, es un llamado a un nuevo estado de conciencia —el *Creacionismo*— donde denuncia los excesos del arte contemporáneo y propone el retorno de la estética unida a la verdad y los valores morales.

Sus obras forman parte de colecciones y museos como el Museo José Luis Cuevas, Museo Diego Rivera, Museo del Automóvil en Puebla, colección *La sala del tiempo* de Nivada en México, Museo del Chocolate en México, Museo de las Américas de la OEA en Washington D.C., Museo del Holocausto en Jerusalén, Museo Nacional de Arte de Guatemala (MUNAG), así como en colecciones privadas en Francia, Alemania, Suiza, España, Holanda, Turquía, Estados

Unidos, Canadá, Colombia y Centroamérica.

Actualmente comparte sus escritos y su labor artística con su vida empresarial.

