

Resumen Ejecutivo

REGULACIÓN ENERGÉTICA EN EL PARAGUAY

Advertencia: Este artículo no constituye asesoramiento legal ni pretende ofrecer recomendaciones. El análisis aquí expuesto se limita a la interpretación del marco normativo actual y no debe ser utilizado como base para tomar decisiones legales sin el asesoramiento previo de un abogado especializado en la materia.

I. Panorama General del Sector Energético en Paraguay

Paraguay parte de una matriz de generación de energía eminentemente hidroeléctrica, con costos históricamente bajos y un sistema de suministro centralizado en ANDE. La transición global hacia las energías renovables, el crecimiento de la demanda interna y a la necesidad de diversificar las fuentes de generación, ha llevado a Paraguay a modernizar las reglas de juego con un objetivo preciso: facilitar la implantación de proyectos de energías renovables. Para lo cual se precisan reglas claras, previsibilidad en el retorno a la inversión y facilitación del acceso al financiamiento (bancabilidad).

II. Marco Legal del Sector Energético Paraguay

El marco regulatorio energético actual se asienta sobre tres eje normativos: (i) la Ley 966/64 (“Ley 966”) que crea la carta orgánica de la ANDE, la cual se ocupa de regular la formulación de políticas energéticas; la generación y el suministro y distribución de energía a todo el país, y la regulación técnica y económica del sector eléctrico; (ii) la Ley 3009/06 (“Ley 3009”) que regula la generación, comercialización y transporte independiente de energía eléctrica generada a partir de gas natural o de generación hidroeléctrica menor (con capacidad instalada inferior a 50MW); (iii) la Ley 6977/2023 de energías renovables no convencionales (“Ley 6977”) y su Decreto 1168/2024, que regula el fomento, la generación, el transporte y utilización de energía a partir de fuentes de energías renovables no convencionales no hidráulicas (“ERNC”). Ambas leyes —la 3009 y la 6977— comparten la misma lógica regulatoria, pero cada una se aplica exclusivamente al tipo de energía que le corresponde. El marco normativo se completa con resoluciones administrativas de carácter operativo de la ANDE y de otras instituciones que, de una u otra manera, intervienen en el sector eléctrico.

En el plano institucional, el MOPC —a través del VMME— actúa como ente rector del sector; mientras que la ANDE,

combina funciones operativas con atribuciones regulatorias de carácter técnico y económico, lo que incluye, entre otras, la facultad de fijar tarifas y condiciones de suministro, tanto dentro como fuera del país. Este diseño ha consolidado un sistema altamente centralizado, en el que la ANDE mantiene el monopolio de la distribución y comercialización, con una única excepción: la empresa Clyfsa, que desde la década de 1970 presta servicio de distribución en la ciudad de Villarica.

III. Régimen de Energías Renovables. Ley 6977 y Ley 3009: cómo funcionan hoy

La Ley 6977 marcó un punto de inflexión en la regulación del sector eléctrico paraguayo al ampliar el espectro de figuras habilitadas para generar energía. Junto con los ya conocidos autogeneradores y cogeneradores —heredados de la Ley 3009— incorpora dos nuevas categorías: el generador, que produce exclusivamente para su venta, y el exportador, que destina su energía a mercados internacionales. Todas estas modalidades requieren licencia otorgada por el VMME, salvo los proyectos de hasta 1 MW, que están exentos.

La Ley 6977 establece que los cogeneradores y autogeneradores pueden inyectar sus excedentes a la red, y que ANDE está obligada a adquirir hasta 1 MW de esa energía, mientras que por encima de ese umbral la decisión queda a supeditada a criterios de beneficio para la ANDE. Para los Generadores, en cambio, la venta se canaliza mediante procesos competitivos de contratación (licitaciones). La Ley 6977 incorpora, además, un paquete de incentivos fiscales, aunque con ciertas limitaciones de diseño y con un plazo de duración de los contratos que podrían resultar insuficientes.

Un rasgo más característico de la Ley 6977 es el esquema de la Tarifa de Referencia ERNC, que sirve como parámetro para la compra de energía a los Cogeneradores y Autogenerados por parte la ANDE y que es definida como el costo medio de generación del nivel de tensión correspondiente; la tarifa se actualiza anualmente por el VMME, previo informe técnico de ANDE. El régimen

tarifario distingue entre energía interrumpible (remunera al 70 % del Tarifa de Referencia ERNC) y no interrumpible (remunera al 100 % de la Tarifa de Referencia ERNC).

Si bien el diseño de la Ley 6977 representa un avance y ofrece certezas, también ha generado ciertas dificultades prácticas. Por ejemplo, la indexación al costo medio de generación hace excesivamente rígido el esquema de tarifas. La diferenciación interrumpible/no interrumpible añade complejidad que no está necesariamente justificada. Esto hace que, en la práctica, se retrase la implementación de proyectos. A ello se suma que los plazos de licencias y contratos resultan en muchos casos insuficientes para recuperar las inversiones de proyectos intensivos en capital. De allí que se considere clave ampliar los horizontes contractuales y flexibilizar la fijación de precios para reflejar variables como la oportunidad, la localización o la calidad de la energía.

La Ley 3009 fue la primera norma, desde la promulgación de la Ley 966, en abrir la puerta a la participación privada a proyectos de generación y transporte de energía eléctrica. Sin embargo, tras las reformas introducidas por la Ley 7299/2024, su ámbito de aplicación quedó reducido únicamente a proyectos de generación eléctrica a partir del gas natural y de Generación Hidroeléctrica Menor (con capacidad instalada inferior a 50MW). La Ley 3009 no es lo suficientemente clara respecto a cuál es el régimen que regirá para los proyectos de generación hidroeléctrica con potencia superior a los 50MW.

De cara al futuro, tanto la Ley 6977 como la Ley 3009 requieren ciertos ajustes, que son necesarios para mejorar y hacer más competitivo y atractivo el marco regulatorio actual. En ese sentido, destacaríamos las siguientes medidas: (i) un mecanismo de fijación de tarifas más flexible y previsible, (ii) permitir la prórroga de jurisdicción y la opción de pactar arbitraje como método de resolución de disputas; (iii) extender la vigencia de los contratos a, al menos, 30 años; (iv) la posibilidad de venta directa de la energía a privados; y, (v) mecanismos que garanticen el repago de la inversión (fideicomisos).

IV. El proyecto de modificación: redefinición tarifaria, bancabilidad y mercado

El 30 de julio de 2025, el Poder Ejecutivo —a través del MEF, el MIC y el MOPC— presentó al Congreso un proyecto de ley (“Proyecto de Ley”) que implementa reformas significativas y estructurales al régimen de las ERNC. El Proyecto de Ley busca corregir las debilidades del esquema actual y alinear el marco normativo a los estándares internacionales.

Entre los cambios más destacados, se incluye una nueva metodología para la Tarifa de Referencia ERNC, considerando variables como costo de oportunidad, ubicación del punto de entrega y calidad de energía, y se faculta a la autoridad a definir los precios de referencia para la adquisición de energía eléctrica a partir de fuentes de ERNC. Además, se incrementan los plazos de licencias y contratos de conexión y suministro (PPAs) de 15 a 30 años, y se introduce la posibilidad de pactar arbitraje como método de resolución de disputas respecto de los aspectos de derecho privado de los contratos entre los Generadores y la ANDE. Se crea un fideicomiso de pagos como mecanismo de administración y fuente de pago de contratos ERNC y permitieron que los incentivos apliquen a proyectos a partir de la etapa preoperativa extensible hasta la operativa.

En el plano de mercado, el Proyecto de Ley incorpora la figura del “Gran Consumidor” ($\geq$ U30 MW de demanda). Esta apertura introduce por primera vez un canal B2B doméstico. Además, se prevé que la ANDE pueda adquirir directamente los excedentes no consumidos por el Gran Consumidor, sin someterse al régimen general de contrataciones.

V. Conclusión

El marco vigente sentó las bases, pero su desarrollo ha sido limitado. La falta de ciertos elementos esenciales, como los mencionados más arriba, han frenado la dinámica del sector. En términos prácticos, el flujo de nuevas licencias y cierres de proyectos ha sido muy acotado y no se observa

aún un ciclo regular de adjudicaciones que permita escalar proyectos. El marco existe, pero todavía no genera la tracción necesaria para mover cartera a velocidad de mercado.

El Proyecto de Ley apunta llenar las lagunas existentes hoy en día. Entre otros aspectos, redefine la Tarifa de Referencia sobre una metodología anual con señal horaria; elimina la distinción interrumpible/no interrumpible para excedentes; crea un fideicomiso de pagos para asegurar el repago de la inversión; extiende la vigencia de los contratos hasta 30 años, habilita arbitraje para materias de derecho privado y actualiza incentivos remitiendo a regímenes generales de inversión. Además, incorpora el Gran Consumidor ERNC, abriendo una vía a un mercado privado de la energía.

El resultado dependerá, sin embargo, de la calidad de la reglamentación y de la consistencia en la ejecución.

De manera no exhaustiva, serán decisivos 5 hitos inmediatos: (i) publicar una metodología tarifaria y de peaje clara y previsible; (ii) operativizar el fideicomiso con reglas de fondeo, priorización y cuentas por contrato; (iii) armonizar la jurisdicción general con el arbitraje en contratos de derecho privado, evitando solapamientos; (iv) garantizar continuidad institucional en caso de que prospere el traslado del VMME al MIC; y, (v) establecer un procedimiento claro para la tramitación y obtención de las licencias.

Si estos hitos se cumplen con rigor técnico y previsibilidad, Paraguay pasará de un estado latente a un ciclo invertible, capturando inversiones, sobre todo en solar y biomasa, y reforzando su seguridad de suministro de cara a las próximas décadas.