

Una nueva arquitectura del sector eléctrico en Venezuela

Apertura, concesiones y el verdadero desafío de atraer inversión privada de largo plazo

Manuel Rojas Pérez y Alfredo Martínez

Resumen ejecutivo

El Proyecto de Ley de Reforma Parcial de la Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico supone un giro relevante: pasa de la exclusividad estatal absoluta hacia un modelo de concurrencia privada mediante concesiones, empresas mixtas, empresas con participación pública minoritaria y empresas privadas domiciliadas en Venezuela.

El cambio es importante porque reconoce que el colapso del sistema eléctrico no puede resolverse con la misma arquitectura institucional que lo produjo: monopolio estatal, subsidio generalizado, tarifas políticamente reprimidas, baja inversión, mantenimiento insuficiente y ausencia de señales económicas creíbles.

Sin embargo, el proyecto todavía conserva rasgos que pueden limitar seriamente la atracción de capital extranjero: la titularidad estatal abstracta de la actividad, la aprobación presidencial de las concesiones, la posibilidad de empresas mixtas con mayoría estatal, la reversión de activos al vencimiento y la falta de claridad operativa sobre la fijación, indexación y revisión periódica de las tarifas.

El verdadero desafío no es anunciar apertura, sino construir viabilidad financiera para su financiamiento por terceros, esto es, contratos financiables, tarifas suficientes, estabilidad regulatoria, protección contra cambios unilaterales, mecanismos de solución de controversias, disciplina fiscal y garantías de pago. En infraestructura eléctrica, el capital no se atrae por retórica, sino por seguridad jurídica verificable.

1. El cambio de paradigma: de reserva estatal absoluta a gestión indirecta

La Asamblea Nacional de Venezuela aprobó en primera discusión, el 2 de junio de 2026, el Proyecto de Ley de Reforma Parcial de la Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico. El dato político y jurídico es relevante: después de casi dos décadas de control estatal centralizado, el legislador comienza a admitir que el sector eléctrico requiere capital privado, tecnología, disciplina operativa y financiamiento de largo plazo.

La legislación vigente desde 2010 respondía a un modelo de servicio público entendido en sentido subjetivo u orgánico: el Estado no solo conservaba la titularidad de la actividad, sino que concentraba la gestión en CORPOELEC y excluía la concurrencia privada. La reforma rompe, al menos parcialmente, con esa lógica.

Autoriza la prestación del servicio por el Ministerio de Energía Eléctrica en gestión directa, por empresas mixtas con mayoría estatal, por empresas con participación pública minoritaria y por empresas privadas domiciliadas en Venezuela.

Ese tránsito no supone una privatización plena del sistema, sino una apertura condicionada. El Estado conserva la titularidad abstracta, la potestad regulatoria, la capacidad de planificación y la decisión final sobre el otorgamiento de concesiones. **La empresa privada no entra como titular soberano de una actividad económica libre, sino como operador habilitado por un título administrativo contractual, sujeto a potestades públicas y a la lógica tradicional de la concesión administrativa.**

Esta distinción es esencial para no sobrestimar el alcance de la reforma. El proyecto no elimina el rol del Estado; lo reconfigura. El Estado deja de ser operador exclusivo, pero pretende seguir siendo propietario último del sistema, regulador, planificador, concedente y, en algunos casos, socio empresarial. Esa acumulación de roles puede generar conflictos de interés y riesgos de captura política si no se acompaña de una autoridad regulatoria técnica, independiente y transparente.

En fin, en nuestra opinión el proyecto abre espacios al capital privado, pero lo hace bajo una arquitectura donde el Estado sigue siendo dueño político del sistema, concedente, regulador, sancionador, fijador de tarifas y beneficiario final de la reversión de activos. Esa concentración de funciones limita la confianza del inversionista y reduce la posibilidad de financiar los proyectos.

2. La electricidad como sistema: por qué algún grado de regulación es inevitable

El sector eléctrico no es una actividad económica ordinaria. La electricidad presenta una característica técnica determinante: la producción, transporte, distribución y consumo deben coordinarse prácticamente en tiempo real. A diferencia de otros bienes, la energía eléctrica no puede almacenarse masivamente bajo condiciones económicas normales para sustituir una mala planificación sistémica. Por ello, la red exige coordinación, despacho, balance de carga, inversión continua y estándares técnicos homogéneos.

Desde esta perspectiva, la intervención estatal no debe confundirse necesariamente con estatización. En los mercados eléctricos modernos, la regulación puede cumplir funciones legítimas: garantizar acceso no discriminatorio a redes, preservar la continuidad del servicio, evitar abusos en segmentos naturalmente monopólicos, ordenar el despacho, fijar estándares técnicos y proteger a los usuarios vulnerables. **El problema venezolano no ha sido la existencia de regulación, sino su conversión en control político, monopolio operativo, opacidad presupuestaria y destrucción de señales económicas.**

La reforma debe evaluarse bajo esa diferencia conceptual. El país necesita regulación técnica, no intervencionismo discrecional. **Necesita una arquitectura institucional que permita inversión privada y competencia donde sea posible, regulación independiente donde sea necesaria y subsidios explícitos, focalizados y financiados presupuestariamente cuando exista una decisión social de protección al usuario.**

3. Régimen de concesiones: avance jurídico, pero no garantía automática de inversión

Los artículos 32 al 38 propuestos introducen una regulación extensa sobre concesiones. En el contexto venezolano, ello es un cambio sustantivo: la figura concesional había quedado prácticamente vaciada de contenido bajo el modelo de 2010.

El nuevo esquema permite que particulares ejecuten actividades reservadas mediante un título habilitante, con plazos de hasta veinticinco años y prórrogas sucesivas por quince años adicionales.

La duración contractual es relevante porque los proyectos eléctricos son intensivos en capital y de recuperación lenta. Una central de generación, una red de transmisión o una infraestructura de distribución no se financian con horizontes de corto plazo. El inversionista y el financiador necesitan un período suficiente para recuperar capital, obtener una rentabilidad razonable, refinanciar deuda, absorber riesgos de demanda, enfrentar contingencias operativas y cumplir estándares técnicos.

Ahora bien, el plazo por sí solo no hace financiable una concesión. Para que el contrato sea financiable, el inversionista debe poder responder afirmativamente varias preguntas básicas: ¿cómo se calculará la tarifa?, ¿quién la revisará?, ¿con qué frecuencia se ajustará?, ¿qué ocurre ante inflación, devaluación o cambios en la demanda?, ¿qué compensación existe si el Estado modifica unilateralmente condiciones esenciales?, ¿qué remedios se activan ante impago de usuarios públicos o distribuidoras estatales?, ¿qué tribunal o mecanismo arbitral resolverá controversias? **Si estas respuestas no son precisas, el plazo de 25 años puede convertirse en una ilusión contractual.**

4. Reversión de activos: el punto que puede enfriar la inversión

Uno de los aspectos más delicados del proyecto es la cláusula de reversión. La propuesta prevé que, al finalizar la concesión, los activos físicos y la data pasen a la República, sin indemnización, salvo la parte no depreciada en caso de vencimiento natural. En términos de derecho administrativo clásico, la reversión puede justificarse porque la infraestructura queda afecta a un servicio público. **Pero en términos financieros, la reversión a costo cero cambia radicalmente el perfil de riesgo del proyecto.**

La consecuencia práctica es evidente: el inversionista deberá recuperar la totalidad de su capital dentro de la ventana contractual, con una estructura de depreciación, tarifa y retorno que le permita no dejar valor económico relevante en manos del Estado al vencimiento. Esto puede elevar la tarifa requerida, encarecer el costo de capital, limitar el interés de financiadores internacionales o restringir la inversión a activos de recuperación más rápida, precisamente lo contrario de lo que necesita un sistema eléctrico deteriorado.

El riesgo no es teórico. En países con historial de expropiaciones, cambios regulatorios abruptos, impagos públicos y litigios con inversionistas, como es Venezuela, una cláusula de reversión no se lee aisladamente. Se interpreta junto con la memoria institucional del país.

La pregunta del capital extranjero no será únicamente qué dice el proyecto de ley, sino qué garantías existen de que el Estado no volverá a cambiar las reglas de juego cuando la inversión ya esté hundida.

5. Tarifas, rentabilidad razonable y la necesidad de una autoridad independiente

El artículo 61 del proyecto introduce una señal correcta al exigir que el diseño tarifario considere los costos reales y permita una rentabilidad razonable comparable con actividades de riesgo similar. Esta fórmula se aproxima al principio regulatorio aplicado en distintas jurisdicciones para asegurar que los operadores de servicios públicos puedan recuperar costos eficientes y obtener un retorno justo sobre el capital invertido.

El avance es significativo frente al modelo de subsidio generalizado y tarifa políticamente reprimida. Sin embargo, el proyecto debe resolver un problema esencial: quién fija la tarifa, con qué metodología, bajo qué grado de independencia técnica y con qué protección frente a la presión política. Una tarifa que existe en la ley, pero que puede congelarse por decisión política, no sirve para financiar infraestructura.

La experiencia comparada demuestra que la tarifa no es solo un número: es la base del contrato económico entre Estado, usuarios, operador y financiadores. Sin metodología tarifaria estable, indexación razonable, revisión periódica, contabilidad regulatoria y mecanismos de *pass-through* para costos no controlables, el proyecto corre el riesgo de abrir formalmente el mercado sin cerrar el déficit de credibilidad que impide atraer capital de largo plazo.

a. La “rentabilidad razonable”: una garantía necesaria, pero insuficiente si depende del criterio estatal

Uno de los aspectos más relevantes del proyecto es la referencia a que el régimen tarifario debe permitir una “rentabilidad razonable” para el operador. En abstracto, la idea es correcta: ningún inversionista privado, nacional o extranjero, comprometerá capital intensivo en un sector de recuperación lenta, altos costos hundidos y riesgo regulatorio elevado si no existe una expectativa jurídicamente protegida de recuperar la inversión y obtener una utilidad compatible con el riesgo asumido.

Sin embargo, la pregunta central no es si debe existir rentabilidad razonable, sino **quién determina qué rentabilidad es razonable, bajo qué metodología, con qué independencia institucional y con qué mecanismos de revisión o arbitraje**. Si la razonabilidad queda definida, en última instancia, por el Estado concedente, por el ministerio sectorial o por un regulador carente de autonomía real, el concepto puede transformarse en una fórmula jurídicamente elegante, pero económicamente insuficiente.

La experiencia venezolana obliga a ser particularmente prudentes. En sectores de infraestructura y energía, la rentabilidad no puede depender de la apreciación discrecional de un funcionario ni de la sensibilidad política del gobierno de turno frente al precio final del servicio. La tarifa es el corazón económico del proyecto eléctrico. Si la tarifa no refleja costos reales, reposición de activos, riesgo país, costo de capital, depreciación, inflación, convertibilidad, riesgo cambiario, pérdidas técnicas y no técnicas, tributos, financiamiento y retorno esperado, el proyecto puede ser formalmente autorizado, pero materialmente no financiable.

Aquí la perspectiva de Friedrich A. Hayek nos ayuda a explicar mejor esta idea, pues este problema es todavía más profundo.

En “*The Use of Knowledge in Society*”, Hayek explicó que el conocimiento económico relevante no se encuentra concentrado en una autoridad central, sino disperso entre millones de agentes: consumidores, productores, financiadores, proveedores, técnicos, operadores, trabajadores e inversionistas.

Los precios libres cumplen precisamente la función de transmitir esa información dispersa y coordinar decisiones económicas que ningún planificador central podría anticipar de manera eficiente.

Aplicado al sector eléctrico venezolano, **esto significa que un burócrata, por más competente que sea, difícilmente puede determinar por decreto cuál es la rentabilidad “razonable” de un proyecto en un país con inflación pasada severa, riesgo político elevado, infraestructura deteriorada, historial de controles tarifarios, litigios de inversión, devaluaciones, sanciones, inseguridad jurídica y necesidades masivas de capital.**

La rentabilidad razonable no es una cifra abstracta; es el resultado de una negociación económica compleja entre riesgo, plazo, costo de financiamiento, estabilidad contractual, expectativas de demanda, tecnología, pérdidas del sistema y confianza institucional.

Por ello, el proyecto acierta al reconocer que debe existir una rentabilidad compatible con actividades de riesgo similar, pero queda corto si no establece una metodología objetiva y verificable para determinarla. La referencia legal debería estar acompañada, como mínimo, de criterios técnicos expresos: costo promedio ponderado de capital, tasa interna de retorno esperada, comparación internacional, riesgo país, cláusulas de ajuste automático, indexación, revisión periódica independiente, protección frente a congelamientos tarifarios, mecanismos de *pass-through* de costos inevitables y acceso a arbitraje o revisión técnica especializada.

De lo contrario, el riesgo es evidente: se promete rentabilidad razonable, pero se preserva la capacidad estatal de definir unilateralmente qué rentabilidad considera aceptable. Y si quien fija la tarifa es el mismo Estado que busca contener precios por razones políticas, el inversionista advertirá rápidamente que la ecuación económica del contrato puede quedar subordinada a objetivos fiscales, electorales o ideológicos.

La crítica liberal contemporánea, retomada por el presidente Javier Milei en su defensa de los precios libres y su rechazo a los controles estatales, coincide en este punto: cuando el Estado sustituye las señales del mercado por decisiones administrativas, destruye información económica esencial, descoordina la oferta y la demanda y termina generando escasez, deterioro de la calidad del servicio o subinversión.

Más allá de la valoración política que pueda hacerse de esa postura, su advertencia resulta pertinente para Venezuela: no basta con abrir formalmente el sector al capital privado si el precio del servicio sigue dependiendo de una autoridad pública que no soporta el riesgo económico del proyecto.

En consecuencia, la expresión “rentabilidad razonable” debe ser vista como un punto de partida, no como una garantía suficiente. Para atraer inversión extranjera directa relevante, especialmente en un sector de largo plazo como el eléctrico, Venezuela necesitaría ofrecer mucho más que una cláusula general. Debe ofrecer reglas tarifarias objetivas, estabilidad contractual, independencia regulatoria, protección de la inversión, mecanismos de solución de controversias eficaces y una renuncia clara a la tentación de convertir la tarifa eléctrica en un instrumento de control político.

La pregunta de fondo, entonces, es incómoda pero inevitable: ¿puede esperarse una entrada masiva de capital extranjero si la rentabilidad queda definida por el mismo aparato estatal que históricamente ha usado precios, tarifas, concesiones y controles como instrumentos de política pública? La respuesta debería ser prudente.

El proyecto representa un avance frente al monopolio estatal absoluto, pero difícilmente será suficiente si no transforma la lógica de fondo: pasar de un modelo donde el Estado autoriza, regula, concede, revisa, sanciona y define la rentabilidad, a un modelo donde el mercado, los contratos y un regulador verdaderamente independiente generen señales confiables para la inversión.

6. Sección crítica de autoría: paralelismos con hidrocarburos y límites reales para atraer inversión extranjera

a. Paralelismos con la reforma de hidrocarburos de enero de 2026

La reforma eléctrica no puede analizarse de forma aislada. Forma parte de una secuencia de apertura económica que incluye la reforma parcial de la Ley Orgánica de Hidrocarburos publicada en la Gaceta Oficial No. 6.978 Extraordinario del 29 de enero de 2026. Ambas reformas comparten una misma lógica: reconocer que el Estado venezolano, por sí solo, no puede financiar, operar ni reconstruir sectores estratégicos que requieren capital, tecnología, gestión profesional y acceso a mercados internacionales.

El paralelismo más evidente es la sustitución del monopolio estatal por esquemas de participación privada. En hidrocarburos, la reforma de 2026 reabre espacios que habían sido cerrados por el ciclo estatizador iniciado entre 2006 y 2007, incluyendo la migración forzada de convenios de asociación y proyectos de exploración a riesgo hacia empresas mixtas. En electricidad, el proyecto intenta superar la reserva absoluta consolidada en 2010, permitiendo concesiones y operadores privados en generación, transmisión, distribución y comercialización.

En ambos casos, el legislador parece admitir que la estatización produjo una pérdida de capacidades. Sin embargo, también en ambos casos permanece una tensión estructural: el Estado busca capital privado, pero conserva instrumentos amplios de control. Quiere inversión, pero no renuncia totalmente a la prerrogativa. Quiere eficiencia privada, pero mantiene la tentación de decidir políticamente precios, autorizaciones, aprobación de proyectos y condiciones de explotación.

El antecedente petrolero es particularmente aleccionador. La llamada apertura petrolera de los años noventa fue diseñada para atraer inversión privada bajo esquemas que prometían estabilidad jurídica y retorno de largo plazo. Esa estabilidad fue posteriormente desconocida cuando el Estado, bajo el gobierno de Hugo Chávez, modificó de manera sustancial las reglas de juego y forzó la migración de proyectos hacia empresas mixtas. Para cualquier inversionista energético, esa historia no es un dato académico: es un componente del costo de capital venezolano.

b. El problema de la credibilidad: Venezuela no compite desde cero

Venezuela no entra al mercado internacional de capitales como una jurisdicción neutra. Entra con una historia pesada: estatizaciones, controles de precios, arbitrajes, impagos, deterioro institucional, discrecionalidad administrativa y cambios regulatorios adoptados cuando el inversionista ya había hundido capital. Por ello, no basta con aprobar una ley que permita la participación privada. El país debe reconstruir credibilidad.

La competencia por inversión extranjera directa es hoy más dura que hace veinte años. Los flujos globales de inversión productiva han mostrado señales de debilidad, cautela y concentración en jurisdicciones con mejores condiciones institucionales. En infraestructura, además, los proyectos enfrentan tasas de interés más altas, riesgos geopolíticos, restricciones de financiamiento y mayor escrutinio de cumplimiento.

En términos prácticos, Venezuela tendría que ofrecer condiciones extraordinariamente competitivas si quiere atraer inversión que no dependa exclusivamente de la presión diplomática, política o comercial de Washington sobre inversionistas estadounidenses. Dicho sin eufemismos: el país no está en posición de exigir exquisites regulatorias ni de preservar viejos reflejos estatistas. Si aspira a capital serio, debe ofrecer seguridad jurídica seria.

c. Reversión y tarifa: dos riesgos que pueden destruir la posibilidad de financiamiento

Desde la óptica del inversionista, los dos puntos más sensibles del proyecto son la reversión de la concesión y la fijación del precio del servicio. Ambos inciden directamente en el modelo financiero. La reversión define qué ocurre con los activos al final de la concesión; la tarifa define si el inversionista recupera su capital durante la vida del contrato.

Si la reversión opera a costo cero y la tarifa queda sometida a discrecionalidad política, el proyecto puede volverse financieramente inviable. El operador tendría que asumir el riesgo de construir, rehabilitar o modernizar activos que terminarán en manos del Estado, sin garantía suficiente de que las tarifas permitan recuperar inversión y obtener retorno razonable. Esa combinación puede atraer operadores oportunistas, capital de corto plazo o contratistas dependientes de acuerdos políticos, pero difícilmente atraerá inversionistas institucionales de largo plazo.

La solución no consiste necesariamente en eliminar toda reversión, pero sí en regularla con precisión: metodología de depreciación, compensación por inversiones no amortizadas, tratamiento de mejoras obligatorias, valuación independiente, protección frente a terminación anticipada, derecho de extensión si la inversión adicional fue requerida por el Estado, y mecanismos de solución de controversias fuera de la discrecionalidad administrativa local.

La reversión a costo cero no es un detalle técnico menor. En proyectos de infraestructura de largo plazo, la existencia o no de valor residual es un elemento central para la modelización financiera. Si los activos deben pasar al Estado sin indemnización plena al término de la concesión, el inversionista exigirá recuperar capital, deuda, retorno y riesgo dentro de la ventana contractual. Esto puede elevar la tarifa necesaria, reducir la posibilidad de financiar el proyecto o directamente desalentar proyectos cuya recuperación dependa de horizontes superiores al plazo concesional.

En materia tarifaria, la ley debería ser más explícita. No basta con invocar la rentabilidad razonable. Debe establecer principios de tarifa suficiente, revisión periódica, indexación por inflación y tipo de cambio cuando corresponda, reconocimiento de costos eficientes, *pass-through* de costos regulatorios o fiscales no controlables, protección frente a congelamientos políticos y transparencia en subsidios. Los subsidios, si existen, deben pagarse desde el presupuesto público y no imponerse como pérdida obligatoria al operador.

d. Empresas mixtas y participación estatal: el riesgo de repetir la historia

El proyecto permite empresas mixtas con participación estatal mayoritaria. Desde una perspectiva política, esta fórmula puede facilitar la transición desde el monopolio público hacia la apertura. Desde una perspectiva económica, puede ser un problema si la empresa mixta se convierte en un vehículo para trasladar al privado los costos de inversión sin cederle control real de gestión.

En sectores de retorno largo, el inversionista necesita control operativo, reglas claras de gobierno corporativo, derechos de veto sobre decisiones críticas, protección contra endeudamiento impuesto, disciplina presupuestaria, auditoría independiente y libertad para contratar personal, tecnología y proveedores eficientes. Si la mayoría estatal permite interferencia política o captura de caja, la empresa mixta será menos atractiva que una concesión privada pura.

La lección de hidrocarburos es directa: cuando el Estado obliga al inversionista a convivir con un socio público dominante, el riesgo no es solo económico, sino institucional. El operador privado puede quedar atrapado entre obligaciones de inversión, límites de gestión, interferencias regulatorias y dificultades para repatriar dividendos. Ese diseño desincentiva precisamente al capital paciente que Venezuela necesita.

e. La tesis de fondo: más mercado, menos discrecionalidad

La reforma va en la dirección correcta, pero es insuficiente si se la evalúa como instrumento de reconstrucción masiva del sistema eléctrico. Venezuela necesita un giro más radical: permitir que las fuerzas del mercado participen de manera amplia en generación, comercialización, eficiencia energética, autogeneración, contratos bilaterales, soluciones renovables, microrredes, almacenamiento, medición inteligente y servicios auxiliares.

El Estado debería concentrarse en funciones que sí agregan valor público: planificación indicativa, estándares técnicos, protección de usuarios vulnerables, defensa de la competencia, integridad del sistema y control ambiental. Pero no debería reservarse espacios para intervenir discrecionalmente en precios, selección de operadores, gobierno corporativo o explotación económica de proyectos porque estos destruye la confianza inversora.

La pregunta no es si el Estado debe desaparecer del sector eléctrico. La pregunta es si debe conservar poderes capaces de volver a ahuyentar el capital. En una economía con memoria de incumplimientos, el diseño institucional debe partir de una premisa incómoda: el inversionista no le cree al Estado venezolano por defecto. La ley debe estar escrita para vencer esa desconfianza, no para exigir un acto de fe.

7. Incentivos fiscales y arquitectura tributaria: oportunidad y riesgo

El proyecto abandona la exención impositiva general por defecto y somete a los operadores al régimen tributario ordinario, pero faculta al Ejecutivo Nacional y a los municipios para otorgar exoneraciones o rebajas focalizadas. Esta aproximación puede ser razonable si se usa para incentivar proyectos de alto impacto, energías renovables, electrificación rural, importación de tecnología crítica o rehabilitación de infraestructura estratégica.

No obstante, el diseño fiscal debe coordinarse con la tarifa. Una presión fiscal excesiva o impredecible puede destruir la ecuación económica del proyecto. Si el operador paga impuesto sobre la renta, tasas regulatorias, contribuciones especiales, tributos municipales, derechos de uso de dominio público y cargas laborales o parafiscales sin reconocimiento tarifario, el principio de rentabilidad razonable quedará neutralizado.

La solución es incorporar desde los pliegos y contratos una matriz fiscal integral: tributos aplicables, exoneraciones, estabilidad del régimen, tratamiento de importaciones, depreciación acelerada, deducibilidad de inversiones, Impuesto al Valor Agregado, tasas municipales, retenciones de Impuesto Sobre la Renta, contribuciones sectoriales y mecanismos de ajuste si se crean nuevos tributos durante la concesión. La arquitectura fiscal debe ser parte de la aptitud del proyecto para obtener financiamiento, no un anexo secundario.

8. Sanciones administrativas: indexación, proporcionalidad y debido proceso

La reforma sustituye la Unidad Tributaria como unidad de cuenta para multas y adopta una base vinculada al tipo de cambio oficial de la moneda de mayor valor publicada por el Banco Central de Venezuela. La intención es preservar el valor real de la sanción frente a inflación y devaluación. Desde el punto de vista técnico, la indexación puede ser razonable; desde el punto de vista jurídico, exige límites claros.

Las multas calculadas sobre ingresos brutos, que pueden alcanzar hasta el diez por ciento en infracciones graves y hasta el dos por ciento en faltas leves, deben aplicarse bajo criterios estrictos de proporcionalidad, tipicidad, culpabilidad, graduación y debido proceso. En un sector de márgenes regulados, una multa sobre ingresos brutos puede ser económicamente devastadora si no considera utilidad, gravedad real, reincidencia, daño causado y capacidad de corrección.

Para atraer inversión, el régimen sancionatorio debe ser firme, pero no confiscatorio; técnico, pero no arbitrario; disuasivo, pero no políticamente utilizable. La independencia del órgano sancionador y la posibilidad de revisión judicial o arbitral efectiva serán determinantes.

9. Concurrencia con hidrocarburos, exclusión de contrataciones públicas y coordinación institucional

El proyecto aclara que, cuando la fuente energética provenga de hidrocarburos, se requerirá autorización del Ministerio con competencia en esa materia. Esta coordinación es indispensable, especialmente en proyectos térmicos, gasíferos, generación asociada a campos petroleros, autogeneración industrial y esquemas integrados de energía para hidrocarburos, minería, siderurgia o grandes usuarios.

También resulta relevante la exclusión de la Ley de Contrataciones Públicas para las empresas mixtas, que deberán implementar sus propios mecanismos transparentes. Esta exclusión puede facilitar agilidad operativa, compras especializadas y contratación internacional. Pero debe acompañarse de reglas robustas de cumplimiento, auditoría, conflictos de interés, trazabilidad de pagos, prevención de corrupción, sanciones y transparencia contractual.

La apertura del sector eléctrico no será creíble si reproduce los vicios de contratación directa, opacidad y captura de rentas que caracterizaron buena parte del colapso de infraestructura pública. La flexibilidad contractual debe servir para atraer proveedores eficientes, no para reemplazar el monopolio estatal por redes privadas de privilegio.

10. Recomendaciones para convertir la reforma en un marco verdaderamente financiable

Eje de mejora	Contenido mínimo recomendado
Autoridad regulatoria independiente	Crear o fortalecer un regulador técnico con autonomía funcional, reglas de nombramiento transparentes, mandatos estables, prohibición de instrucciones políticas en decisiones tarifarias y publicación obligatoria de metodologías.
Metodología tarifaria expresa	Incorporar en la ley o en reglamentos de jerarquía suficiente una metodología de costos eficientes, rentabilidad razonable, revisión periódica, indexación, <i>pass-through</i> y tratamiento explícito de subsidios.
Protección de inversiones no amortizadas	Regular la reversión con compensación por inversiones no depreciadas, valuación independiente, protección frente a terminación anticipada y derecho a extensión cuando el Estado exija inversiones adicionales.
Arbitraje y solución de controversias	Permitir mecanismos arbitrales nacionales o internacionales para disputas contractuales, regulatorias y de equilibrio económico-financiero, especialmente en proyectos con financiamiento externo.
Estabilidad fiscal y regulatoria	Incorporar cláusulas de estabilidad, cambio de leyes, compensación por nuevos tributos o cargas no previstas y mecanismos de reajuste cuando se altere la ecuación económica.

Eje de mejora	Contenido mínimo recomendado
Gobierno corporativo en empresas mixtas	Garantizar derechos de control operativo, veto sobre decisiones críticas, auditoría independiente, libertad de contratación eficiente y protección de caja para evitar politización de la gestión.
Mercados complementarios	Desarrollar reglas para autogeneración, contratos bilaterales, usuarios calificados, energías renovables, almacenamiento, medición inteligente y micro redes, reduciendo presión sobre el sistema central.
Transparencia y cumplimiento	Exigir estándares internacionales de integridad, prevención de corrupción, sanciones, auditoría, debida diligencia de socios y trazabilidad de contrataciones.

11. Conclusión: una apertura positiva, pero todavía insuficiente

La reforma del sector eléctrico venezolano debe ser bienvenida como un cambio de dirección. Reconoce que el monopolio estatal fracasó, que la infraestructura requiere capital privado y que la tarifa debe permitir costos reales y rentabilidad razonable. En un país afectado por apagones, deterioro industrial y restricciones fiscales, esa admisión ya es importante.

Pero la reforma no debe venderse como una solución completa. El inversionista energético mira más allá del texto legal. Evalúa historia institucional, credibilidad del Estado, respeto a contratos, riesgo de reversión, metodología tarifaria, solución de controversias, independencia regulatoria, protección fiscal y capacidad real de pago. Allí está el reto venezolano.

Venezuela no necesita una apertura cosmética. Necesita una arquitectura jurídica diseñada para atraer capital de largo plazo en condiciones competitivas, transparentes y protegidas. Si el Estado mantiene demasiada discrecionalidad, la reforma podrá producir titulares, pero no necesariamente megavatios. Si, en cambio, el país se atreve a reducir la intervención política y a construir reglas de mercado creíbles, el proyecto puede convertirse en el primer paso hacia una reconstrucción real del sistema eléctrico nacional.

En fin, en nuestra opinión la reforma eléctrica es un paso en la dirección correcta, pero todavía insuficiente para producir una entrada masiva de inversión extranjera directa. Mientras el Estado conserve la potestad de definir la rentabilidad, aprobar políticamente las concesiones, revertir activos y modificar el equilibrio económico mediante regulación o tarifas, el inversionista seguirá percibiendo que el riesgo central no es técnico ni comercial, sino institucional.