

Newsletter sobre el mercado de la energía en Chile, Colombia, México y Perú

Julio de 2025

Ofrecemos las principales novedades legales y de mercado para el sector energético en Chile, Colombia, México y Perú. Equipos dedicados a Energía en estos países abordan temas de interés para 'sponsors', desarrolladores, financiadores y otros interesados en el sector, tales como proyectos de ley, resúmenes de nuevas normas, jurisprudencia relevante y tendencias en el mercado.

El aporte de las baterías a la suficiencia en el sistema eléctrico en Latam: análisis regulatorio comparativo

En América Latina, garantizar la suficiencia del sistema eléctrico exige nuevas soluciones. Las baterías emergen como un apoyo clave para la confiabilidad y la integración de renovables, mientras la regulación avanza para reconocer su aporte en mercados de capacidad. En este contexto, analizamos cómo se abordan estos desafíos regulatorios en Chile, Colombia, México y Perú.

A partir de los años 90, se produjo una transformación en el sector eléctrico europeo y latinoamericano con diferente énfasis dependiendo del país. Muchos pasaron de un modelo monopólico a uno con mercado competitivo en la generación de electricidad, manteniendo en algunos casos la transmisión y distribución como servicios monopólicos. Este cambio implicó una transformación sustancial en el mercado de generación, resultando que en muchos países se haya desarrollado un entorno altamente competitivo. Las pocas empresas únicamente locales que subsisten han ido perdiendo importancia o competitividad, o bien se mantienen con el respaldo de fuertes subsidios estatales.

Modelo solo de energía vs mercado de capacidad

En cuanto al **desarrollo del mercado de generación**, desde sus inicios los países optaron por dos modelos: uno basado únicamente en la venta de energía, conocido como el "**modelo solo de energía**", en el que los precios de la electricidad se establecen mediante mecanismos de mercado y los participantes venden su energía a ese precio; y otro que, además de la energía, incluía un pago por capacidad. En América Latina, al **mercado de capacidad** generalmente se le llama "mercado de la potencia", aunque también se utilizan expresiones como "potencia de suficiencia", "potencia firme", "balance de potencia" o "carga por confiabilidad". En estos mercados, además del pago por la energía generada, existe un pago asociado al reconocimiento de la contribución de la respectiva planta generadora a la suficiencia del sistema eléctrico. La suficiencia, en este contexto, se define como la capacidad del sistema para garantizar el suministro de electricidad a lo largo del tiempo, asegurando que la generación sea suficiente para abastecer la demanda máxima en el largo plazo. En este sentido, en estos mercados se realiza un reconocimiento adicional por la contribución de la capacidad de la fuente de generación a la suficiencia del sistema eléctrico.

Relacionado con la suficiencia, se encuentra el concepto de **seguridad**, que comúnmente se define como "la medida de qué tan bien un sistema eléctrico puede resistir disturbios súbitos, como cortocircuitos o pérdidas no anticipadas de componentes del sistema". En definitiva, la suficiencia está estrechamente vinculada a la seguridad del sistema, pues garantizar la suficiencia

implica también asegurar que el sistema pueda resistir eventos imprevistos, manteniendo una operación confiable y segura.

Uno de los problemas del mercado solo de energía es que no ofrece suficientes incentivos para realizar inversiones en capacidad, especialmente en situaciones donde los recursos variables no están disponibles, como en años de sequía u otros fenómenos que pueden afectar temporalmente la generación de las centrales de base. Por ello, muchos países en Latam han desarrollado un mercado de capacidad, donde se remunera separadamente el aporte que hacen las fuentes de generación a la suficiencia del sistema eléctrico.

La existencia de un **mercado de capacidad** junto al mercado de energía presenta diversos **desafíos**.

El **pago por capacidad**, aunque es una herramienta importante para garantizar la seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico, no es un mecanismo perfecto y puede tener efectos negativos que deben ser gestionados adecuadamente. Siempre genera **mayores costos** para los usuarios en comparación con un mercado solo de energía. La teoría económica indica que esos mayores costos pueden disminuir los costos de la energía, ya que este incentivo fomenta la oferta y, con ello, la reducción de precios. Sin embargo, los pagos por capacidad pueden aumentar los precios de la electricidad si no se implementan adecuadamente.

Además, pueden **crear incentivos** para que las plantas no funcionen de manera eficiente. Si la remuneración por capacidad es demasiado alta, los generadores podrían no estar motivados a operar sus plantas de manera eficiente. En el mismo sentido, si el pago es suficiente para justificar la inversión, podría convertirse en un desincentivo a la hora de operar la planta de generación. Por ello, en todos los mercados se establecen sistemas que penalizan a las plantas que no entregan la capacidad reconocida por el sistema.

El incentivo a la inversión en capacidad se puede hacer a través de muchos **mecanismos**. Los más conocidos son los siguientes:

- **Mercado de potencia de suficiencia anual o mensual:** se trata de un sistema de pago dentro del sistema eléctrico basado en el aporte de la generación a la suficiencia del sistema eléctrico. Se paga a los generadores por su aporte a la suficiencia del sistema eléctrico, según las métricas que cada país establece.
- **Sistemas de subasta para la capacidad:** se realiza una subasta donde los generadores ofertan la capacidad que pueden proporcionar y se selecciona la oferta más económica para cubrir la demanda futura.
- **Contratos a largo plazo con precios fijos:** los generadores acuerdan suministrar energía a un precio predefinido durante un período prolongado. Esos suministros deben ir acompañados de inversiones en generación que respalden el contrato. Estas licitaciones son indirectamente un incentivo a la suficiencia del sistema eléctrico, pese a que el pago está asociado principalmente por el abastecimiento de la demanda de la energía de los clientes.

Considerando los conceptos antes expuestos en el cuadro siguiente se muestra la situación de México, Chile, Perú y Colombia:

Aspecto	México	Chile	Perú	Colombia
Existencia de mercado de potencia	Sí	Sí	Sí	Sí
Tipo de mercado	<p>Mercado de potencia de suficiencia anual ex post (liquidado una vez cerrado el año operativo con base en datos reales), denominado “mercado para el balance de potencia”. En él, se busca facilitar las transacciones entre los participantes del mercado cuyos contratos de cobertura eléctrica hayan resultado insuficientes para cumplir los requisitos mínimos para obtener potencia establecidos por la autoridad y aquellos que cuenten con potencia no comprometida a través de contratos de cobertura eléctrica.</p> <p>Elementos base:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. Zonas de potencia del sistema eléctrico nacional. ii. 100 horas críticas del año de producción. iii. Tecnología de generación de referencia en cada zona de potencia. 	<p>Mercado de potencia de suficiencia anual.</p> <p>Licitaciones de suministro de largo plazo.</p>	<p>Mercado de potencia de suficiencia anual.</p> <p>Licitaciones de suministro de largo plazo.</p>	<p>Mercado de potencia de suficiencia anual en el cual se asignan obligaciones de energía en firme a generadores con proyectos existentes o en desarrollo.</p> <p>Subastas de suministro a largo plazo y un mercado en el cual se permite a los agentes la contratación directa de suministro a largo plazo.</p>
Regulador responsable	Comisión Nacional de Energía (CNE) y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)	Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y Comisión Nacional de Energía (CNE)	Osinermin y Ministerio de Energía y Minas (MINEM)	Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Ministerio de Minas y Energía (MINMINAS) y Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)

Notas:

- En el caso chileno las licitaciones de las empresas distribuidoras han operado parcialmente como un mecanismo de capacidad, pues las nuevas fuentes de generación compiten con las existentes. A pesar de eso, su éxito inicial permitió el desarrollo de una proporción relevante de la generación solar y eólica disponible en el país.
- En México, recientemente el CENACE, con autorización de la CNE, suspendió un procedimiento para dividir la zona de potencia del Sistema Interconectado Nacional (SIN) -el principal mercado de potencia en México- en dos zonas: SIN-Norte y SIN-Sur, con el objetivo de que sea más realista la estimación de los precios del mercado de potencia. En virtud de la suspensión, se mantiene hasta el momento un esquema único (zona de potencia única para el SIN), con el propósito de preservar la estabilidad operativa y financiera del sistema eléctrico nacional. Dicha medida obedece a las recientes modificaciones derivadas de la Ley del Sector Eléctrico y la Ley de Planeación y Transición Energética, que establecen nuevas figuras legales, tales como la “planeación vinculante” como criterio obligatorio, que posiblemente tendrá implicaciones en la operación del sistema eléctrico nacional y en el mercado eléctrico mayorista en México. Por ello, la división de la zona de potencia citada podría tener lugar después de la publicación del reglamento de la nueva Ley del Sector Eléctrico y de otras disposiciones operativas que determinen la forma en que se llevará a cabo la planeación vinculante.
- En Colombia, el mercado de potencia de suficiencia es conocido como “cargo por confiabilidad”, el cual reemplazó al cargo por capacidad. Su objetivo es asegurar la confiabilidad y el abastecimiento de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). A través de subastas o adelantadas por la CREG o mediante asignaciones directas a los generadores, los asignatarios se convierten en titulares de obligaciones de energía en firme (OEF), que representan la cantidad de energía que un generador se compromete a poner a disposición del sistema en un periodo determinado a cambio de una retribución económica que remunera la disponibilidad para entregar energía al sistema en condiciones críticas de suministro.

Adicionalmente, en el caso colombiano es usual que los agentes generadores celebren contratos de compraventa de energía de respaldo.

La situación especial de los sistemas de almacenamiento y su reconocimiento a la suficiencia del sistema

El mercado eléctrico tradicionalmente operó bajo la premisa de la simultaneidad entre generación y demanda, es decir, que la producción de electricidad debía ajustarse en tiempo real a las variaciones del consumo. Sin embargo, esta concepción comenzó a cambiar con la introducción del almacenamiento energético. Aunque desde hace décadas existían formas de almacenar energía - principalmente a través centrales hidroeléctricas de bombeo-, su desarrollo nunca fue masivo debido a sus altos costos, baja eficiencia y largo tiempo de instalación.

En contraste, las **baterías modernas** representan una verdadera revolución en el sector. La inversión en baterías es mucho menor comparada con las centrales de bombeo, y su eficiencia energética es significativamente superior, con pérdidas menores y respuestas más rápidas. Además, su proceso de instalación es mucho más ágil, tomando apenas meses en la mayoría de los casos. Esto permite una implementación mucho más flexible y escalable, adaptándose rápidamente a las necesidades del sistema eléctrico.

La incorporación de baterías transforma por completo el funcionamiento del mercado, permitiendo gestionar de manera efectiva la intermitencia de las energías renovables, como la solar y eólica. Las baterías facilitan el almacenamiento del excedente de generación en horas de baja demanda,

para liberarlo cuando la demanda aumenta o cuando la generación renovable disminuye, haciendo posible una integración más eficiente y confiable de estas fuentes limpias. Por ello, el almacenamiento, y en particular las baterías, representan una verdadera revolución que está cambiando las reglas del mercado eléctrico, impulsando un **sistema más flexible, sostenible y preparado para el futuro**.

La contribución de las baterías a la suficiencia del sistema eléctrico radica en su capacidad para desplazar temporalmente la generación de energía, lo cual presenta desafíos únicos en la medición de su impacto. Su valor se acrecienta en los sistemas que tienen muchas fuentes de generación variables, complementándolas.

Otra particularidad de las baterías es su capacidad de modificar la potencia máxima que entregan. A diferencia de las fuentes de generación tradicionales, cuya potencia máxima está definida por su diseño original, las baterías pueden ajustar su potencia máxima mediante cambios en su configuración, permitiendo que un sistema de 50 MW por dos horas se transforme en uno de 100 MW por una hora. Eso es inimaginable en las otras fuentes de generación.

A pesar de sus ventajas, las baterías no siempre se consideran prioritarias para mejorar la capacidad del sistema. Su valor principal reside en complementar otras formas de generación, pues su contribución a la suficiencia depende de la existencia de fuentes de energía con excedentes que puedan gestionarse temporalmente. Por ello, no sorprende que muchas baterías se hayan incorporado a plantas renovables existentes para optimizar la gestión temporal de la energía. Esta particularidad ha dificultado el reconocimiento conceptual de su aporte a la suficiencia del sistema eléctrico.

Por otro lado, la capacidad de desplazar excedentes de energía dentro de un lapso temporal y aprovechar bajos precios de carga ha convertido a las baterías en un instrumento atractivo para el **arbitraje de precios intradiario**, especialmente en sistemas con un gran componente solar. Aunque este arbitraje podría justificar su adopción, los costos iniciales de desarrollo de esta tecnología aún son significativos y podrían impedir su rentabilidad a corto plazo. Por lo tanto, parece recomendable que los sistemas eléctricos fomenten la integración de baterías a través de mecanismos regulatorios o contratos que aseguren una remuneración por su contribución a la estabilidad, la confiabilidad y la integración de energías renovables.

El **caso chileno** ilustra este enfoque, pues este asegura a las baterías estabilidad [durante 10 años de su aporte a la potencia de suficiencia](#), lo que puede representar aproximadamente el 20% de los ingresos de estos activos. Además, esta estabilidad ha incentivado una mayor inversión en baterías, fomentando el desarrollo y la expansión de tecnologías más eficientes en el sector energético chileno. Una particularidad adicional del sistema chileno fue el reconocimiento de potencia de suficiencia a los sistemas de baterías autónomos (*stand-alone*), a pesar de que, como hemos visto, su operación depende de una fuente de generación primaria para cargarlas. Este reconocimiento ha provocado una explosión en la inversión en baterías en el mercado chileno.

A diferencia del caso chileno, en el **Perú** no ha existido una utilización masiva de las baterías, salvo para la regulación primaria de frecuencia de ciertas centrales de generación. Sin embargo, durante los últimos años ha existido una preocupación creciente, tanto del sector privado como del Estado, para implementar y regular esta tecnología. Para ello, por ejemplo, se ha modificado recientemente el Procedimiento Técnico N° 20 del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), en el cual se establece que, a partir del 2028, todas las centrales de generación no convencional deberán contar con la infraestructura necesaria y un controlador adecuado que permitan emular una inercia mediante tecnologías como las baterías. Asimismo, también se ha dado una modificación a la Ley N° 28832, en la cual se incluye a los proveedores de servicios complementarios, que son quienes prestan los servicios para asegurar el transporte y el suministro de la electricidad desde la generación hasta la demanda, considerando las necesidades de seguridad y calidad de los sistemas eléctricos y las características tecnológicas

de los equipos que brindan los servicios complementarios (como pueden ser quienes proveen el servicio mediante baterías). Respecto de este último punto, cabe resaltar que aún está pendiente la emisión del reglamento que desarrolle esta figura, el cual debería ser publicado en los próximos meses.

Para el caso de **México** el tema del almacenamiento tiene aún mucho camino por recorrer. Apenas el 7 de marzo de 2025, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el [“Acuerdo Número A/113/2024 de la Comisión Reguladora de Energía por el que se emiten las Disposiciones Administrativas de Carácter General para la integración de Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica al Sistema Eléctrico Nacional”](#). Dicho acuerdo fue la primera regulación emitida en el país que se enfoca de forma específica en materia de almacenamiento de energía eléctrica, por lo que se espera mayor relevancia para estos sistemas en los siguientes años. En cuanto a su contenido, se establecen y desarrollan los siguientes elementos: las condiciones generales aplicables a los sistemas de almacenamiento, las distintas modalidades que existen para su integración al sistema eléctrico nacional, los requisitos generales que deben cumplir los particulares interesados y el procedimiento de interconexión o conexión que se deberá observar en la integración de dichos sistemas de almacenamiento. En concreto, el acuerdo referido establece que, para el caso de los sistemas de almacenamiento de energía *stand-alone* (no asociados a centrales eléctricas ni a centros de carga), serán considerados por el CENACE como unidades de central eléctrica firme con limitación de operación continua conforme a las pruebas de capacidad durante la operación comercial. Por otro lado, dentro de sus artículos transitorios, el citado acuerdo otorga un plazo máximo de 270 días naturales para que el CENACE realice las modificaciones al manual del mercado para el balance de potencia para el manejo y consideración de las diversas modalidades de los sistemas de almacenamiento de energía, considerando la posibilidad de que aquellos asociados a una central eléctrica y los sistemas *stand-alone* puedan acreditar potencia como unidades de central eléctrica firmes. Es posible que, en virtud de la entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico (19 de marzo de 2025), las disposiciones del acuerdo referido sean actualizadas para que se adecuen los conceptos de las mismas a la nueva legislación.

Por último, en **Colombia**, los Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías (SAEB) han cobrado relevancia en los últimos años debido a la creciente participación de energías renovables no convencionales (como la solar y la eólica) en la matriz energética del país, en especial para las situaciones de alta demanda o cuando la generación renovable es variable.

A través de la expedición de la resolución CREG 098 de 2019, se estableció un marco normativo que permitió a los diferentes actores del mercado hacer uso de los SAEB para mitigar los inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte en el SIN, permitiendo incluso la adjudicación de proyectos de SAEB en el mercado mayorista de energía, así como su utilización en el marco de las OEF. En el contexto de la vigencia de la resolución, únicamente se adjudicó el proyecto SAEB La Arenosa con una capacidad de almacenamiento de 45 MW en el departamento del Atlántico. Sin perjuicio de lo anterior, la resolución en cuestión perdió su vigencia el 31 de diciembre de 2022, motivo por el cual en la actualidad no se cuenta con un marco normativo que permita el desarrollo de este tipo de proyectos, situación que resulta crítica considerando los retos de seguridad en el suministro que atraviesa el SIN ante la incorporación continua de fuentes de energía renovable no convencionales.

Proyectos normativos relevantes

Chile

Se proponen modificaciones al reglamento sobre pequeños medios de generación distribuida

Con fecha 11 de julio de 2025, el Ministerio de Energía presentó [la propuesta de modificaciones al reglamento DS88 en Chile](#), sobre pequeños medios de generación, en especial centrándose en la integración de sistemas de almacenamiento de energía y la promoción de la electromovilidad. A continuación, repasamos las áreas clave de modificaciones:

a. Sistemas de monitoreo y control y operación en tiempo real:

Objetivo: establecer un marco regulatorio para el monitoreo y control de la generación distribuida de pequeña y mediana escala (PMGD).

Propuestas: implementar sistemas de monitoreo y control para todos los PMGD con el fin de permitir su operación remota de acuerdo a las instrucciones que emita el Coordinador Eléctrico Nacional "CEN".

b. Sistemas de almacenamiento:

Objetivo: establecer reglas de operación y remuneración para los sistemas de almacenamiento conectados a las redes de distribución.

Propuestas: La propuesta introduce múltiples modificaciones con el objeto de aclarar la forma en que deberán operar y ser remuneradas dichas instalaciones. La de mayor interés establece la posibilidad de retirar energía desde la red sujeto a limitaciones temporales, y regula el precio de esos retiros de energía.

c. Mecanismo de estabilización de precios:

Objetivo: definir mecanismos definitivos de estabilización de precios para la energía inyectada por los PMGD.

Propuestas: implementar un precio básico de la energía por bloque horario sin ajuste de banda de mercado, con reliquidación anual. La vigencia del nuevo régimen comenzará con la publicación de la modificación reglamentaria.

d. Procedimiento de conexión:

Objetivo: mejorar el procedimiento para conectar los PMGD a la red y modificar los plazos.

Propuestas: establecer un procedimiento reglamentario para incorporar un componente de almacenamiento a los proyectos.

Se hace público el plan de trabajo sobre las modificaciones energéticas reglamentarias

En este mes de julio, el Ministerio de Energía informó de los diversos proyectos de modificaciones reglamentarias que pretende implementar durante el presente año.

Reglamento/ modificación	Cambios principales	Consultas públicas	Ingreso a toma de razón
Área eléctrica			
DS15/2017 - Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico	Automatización del despacho, proratas de generación, trazabilidad, sistemas de generación-consumo, acceso abierto, operación de almacenamiento, cadenas de pago y declaración	Finalizada (abril- mayo 2025)	Septiembre 2025
DS88/2019 - Pequeños Medios de Generación	Monitoreo en tiempo real, reglas de operación y remuneración para almacenamiento, estabilización de precios	Julio 2025	Septiembre 2025
DS10/2019 - Calificación, Valoración de Transmisión	Base de datos de activos, cargos únicos, saldos, simplificación de calificación, traslado a clientes libres	Agosto 2025	Diciembre 2025
DS37/2019 - Sistemas de Transmisión y Planificación	Resiliencia, criterios ambientales, oposiciones, acceso abierto	Agosto 2025	Diciembre 2025
Reglamento de Peajes de Distribución	Uso de instalaciones, seguridad, medición y facturación, corte, balance, traslado a clientes libres	Agosto 2025	Diciembre 2025
Reglamento de Precios de Nodo Promedio	Estudios PNCP, divulgación de precios promedio, revisión plazos	Agosto 2025	Diciembre 2025
Otras materias energéticas			
Ley 21.499 - Biocombustibles sólidos	Especificaciones técnicas, almacenamiento, medición, certificado, autoconsumo, transporte, participación ciudadana	Consulta pública finalizada (abril-mayo 2025)	Agosto 2025
DS67/2004 - Servicio de Gas de Red	Terminología, alcance, requisitos, cambios de proveedor	Consulta pública diciembre 2019- enero 2020, reingreso a toma de razón: junio 2025	Junio 2025
DC160/2008 - Seguridad en combustible líquidos	Fortalecimiento de seguridad en tanques, monitoreo	Febrero-marzo 2025	Julio 2025
DC61/2012 - Etiquetado energético vehículos	Nuevos ciclos WLTP, cambios en normas de emisión	Mayo-junio 2025	Julio 2025

DC66/2007 - Instalaciones y Medidores de Gas	Seguridad en tuberías multicapa	Agosto 2025	Octubre 2025
---	---------------------------------	-------------	--------------

Colombia

El Gobierno busca actualizar los lineamientos para resolver las superposiciones entre proyectos minero-energéticos

El 25 de junio de 2025, el Ministerio de Minas y Energía publicó un proyecto de resolución que modifica la Resolución 40303 de 2022, con el objetivo de fortalecer los mecanismos para facilitar la coexistencia de proyectos del sector minero-energético en casos de superposición parcial o total. La propuesta busca evitar bloqueos prolongados en el desarrollo de proyectos estratégicos, mediante reglas claras, plazos definidos y herramientas de resolución de conflictos.

La nueva resolución introduce ajustes clave para mejorar la gestión de conflictos entre proyectos superpuestos, incluyendo:

1. Fortalecimiento del sistema de información:

A partir del 1 de agosto de 2025, las entidades del sector deberán reportar semestralmente información detallada y georreferenciada sobre los proyectos, incluyendo infraestructura, etapas, licencias y áreas de intervención; información que será clave para identificar superposiciones y facilitar la toma de decisiones.

2. Proceso de negociación directa:

Se establece un procedimiento claro para la negociación de acuerdos operacionales de coexistencia:

- Comunicación inicial obligatoria en 5 días hábiles.
- Reunión inicial en máximo 30 días.
- Etapa de negociación de hasta 60 días.
- Posibilidad de intervención del Ministerio si no hay voluntad de diálogo.
- Efectos vinculantes del acuerdo y obligación de reportarlo a las autoridades.

3. Casos en los que no se requiere acuerdo:

Se identifican los siguientes eventos en los que no será necesario suscribir un acuerdo:

- Cuando no hay traslape de infraestructura.
- Cuando no se acreditan derechos sobre la superficie.
- Cuando la superposición es solo de áreas de influencia indirecta.
- Cuando no se demuestra incompatibilidad técnica o socioambiental.

4. Mecanismo pericial para conflictos no resueltos:

Si la negociación entre las entidades falla, se podrá acudir a un perito independiente que evaluará la viabilidad de coexistencia. El informe técnico será revisado por el Ministerio, que podrá emitir recomendaciones o decisiones vinculantes.

El proyecto puede ser consultado en el siguiente [enlace](#).

Publicado un proyecto de resolución para habilitar el uso de redes del SIN para autogeneradores y productores marginales

El 12 de junio de 2025, el Ministerio de Minas y Energía publicó el proyecto de resolución que establece las reglas, requisitos y obligaciones para que los autogeneradores y productores marginales puedan utilizar las redes del Sistema Interconectado Nacional (SIN) para entregar excedentes de energía o consumirla en sitios distintos a los de producción.

El proyecto de resolución sería aplicable a activos de generación que ya se encuentren en condiciones técnicas operativas. Establece que los autogeneradores y productores marginales podrán usar las redes del SIN sin perder su condición jurídica, siempre que cumplan con la regulación técnica y económica vigente. Asimismo, se establece que la energía transportada para autoconsumo no estará sujeta a cargos como el costo equivalente real de energía, el cargo por confiabilidad, ni el Fondo FAZNI, conforme al Decreto 1073 de 2015 modificado por el Decreto 1403 de 2024

Para efectos de hacer uso de las redes del SIN, el operador de red y el comercializador liquidarán los cargos aplicables, considerando el neto entre energía autogenerada y consumida, y los autogeneradores deberán declarar diariamente al Centro Nacional de Despacho la información sobre disponibilidad horaria, energía excedente a entregar y energía a consumir de la red.

Por último, se establece que las plantas que se retiren del Mercado de Energía Mayorista para convertirse en autogeneradoras podrán seguir utilizando su punto de conexión al SIN, sin que este retiro implique desconexión física, y debiendo el ASIC ajustar sus procedimientos para reflejar el nuevo uso.

El proyecto puede ser consultado en el siguiente [enlace](#).

Se publica el proyecto de resolución para la convocatoria para estructurar comunidades energéticas en todo el país

El Ministerio de Minas y Energía publicó el 27 de junio de 2025 el proyecto de resolución que convoca a los operadores de red públicos y mixtos a participar en la estructuración, implementación y operación de soluciones tecnológicas en el marco de comunidades energéticas. Los proyectos deben estar alineados con los principios de inclusión, sostenibilidad y participación ciudadana, y contribuir a las metas del Plan Nacional de Desarrollo 2022–2026, incluyendo la incorporación de 20.000 nuevos usuarios al servicio de energía. Asimismo podrán desarrollarse tanto en zonas no interconectadas como en áreas del SIN, priorizando soluciones basadas en FNCER.

El proyecto puede ser consultado en el siguiente [enlace](#).

CREG propone medidas transitorias para priorizar proyectos con obligaciones o licencias ambientales en la asignación de capacidad de transporte

La CREG publicó el 11 de julio de 2025 el Proyecto de Resolución CREG 701 095 de 2025, mediante el cual se establecen medidas transitorias para la asignación de capacidad de transporte a proyectos de generación con obligaciones adquiridas o con trámites ambientales cumplidos. Esta propuesta busca destrabar el proceso de asignación en el SIN y garantizar el avance de proyectos estratégicos para el abastecimiento energético del país. La propuesta surge como respuesta a los retrasos acumulados en los calendarios de asignación de capacidad de transporte de 2022 y 2023, que han generado congestión en el sistema y han impedido el inicio de nuevos procesos.

La propuesta tiene como objetivo establecer medidas transitorias para agilizar la asignación de capacidad de transporte en el SIN, priorizando proyectos clase 1 que cuenten con obligaciones adquiridas mediante subastas del cargo por confiabilidad o contratos de largo plazo, así como aquellos que hayan cumplido con los trámites ambientales requeridos. Entre sus principales disposiciones se incluyen la simplificación de requisitos para la radicación de solicitudes, la definición de plazos específicos para la emisión de conceptos de conexión, la implementación de criterios técnicos y financieros para la evaluación de proyectos, la creación de mecanismos para liberar capacidad no utilizada, y la exigencia de garantías iniciales para respaldar el compromiso de entrada en operación, todo ello con el fin de optimizar el uso de las redes eléctricas y garantizar el abastecimiento confiable de energía en el país.

El proyecto estará abierto a comentarios hasta el 24 de julio de 2025 y puede ser consultado en el siguiente [enlace](#).

Perú

Se propone una modificación a la Ley de Concesiones Eléctricas

Con fecha 30 de junio de 2025, fue presentado ante el Congreso de la República el Proyecto de Ley N° 11782/2024-CR, el cual busca la modificación del artículo 94° de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) respecto de la prestación del servicio de alumbrado público.

En ese sentido, el proyecto de ley pretende que el servicio de alumbrado público sea declarado de interés público.

También se ha previsto la posibilidad de que, en caso de que las municipalidades y/o el Gobierno central no efectúen el pago del servicio por dos meses consecutivos, el concesionario del servicio de distribución eléctrica podrá emitir notas de crédito tributario, negociables, por el monto correspondiente. A su vez, incluso aunque no se realice el pago, se propone que el concesionario de distribución eléctrica no pueda interrumpir el servicio de alumbrado público.

El proyecto normativo aún se encuentra en la Comisión de Energía y Minas del Congreso, pendiente de ser debatido y aprobado dentro de la misma para su posterior puesta en agenda para el debate en el Pleno del Congreso.

Se publica un proyecto de ley para promover la electrificación rural y sostenible

Con fecha 13 de junio de 2025, fue presentado ante el Congreso de la República el Proyecto de Ley N° 11640/2024-CR, el cual propone la publicación de la Ley de promoción de la electrificación rural sostenible y universal en el Perú.

Este proyecto de ley tiene como objetivo garantizar el acceso universal, continuo y de calidad al servicio de energía en todas aquellas zonas del país calificadas como rurales, prioritariamente a través de fuentes de energía renovables y de tecnologías sostenibles.

Para lograr sus cometidos, pretende la promoción del uso de recursos energéticos renovables (como el recurso solar, eólico, hidroeléctrico de pequeña escala y la biomasa). Asimismo, busca la implementación de mecanismos de financiamiento sostenible para el desarrollo de proyectos de electrificación rural.

Normas aprobadas relevantes

Colombia

Nueva fórmula para el precio de reconciliación negativa: ajustes clave en la regulación del cargo por confiabilidad

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) expidió la Resolución CREG 101 075 de 2025, mediante la cual se modifica el cálculo del precio de reconciliación negativa establecido en la Resolución CREG 034 de 2001. Esta actualización responde a la necesidad de alinear los mecanismos de liquidación con los recientes cambios normativos en el cargo por confiabilidad, garantizando mayor precisión técnica y coherencia regulatoria. La resolución surge como consecuencia de los ajustes introducidos por la Resolución CREG 101 069 de 2025, que modificó el Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006. En este contexto, se identificaron inconsistencias en las fórmulas aplicadas al literal c) del numeral 2 del artículo 3 de la Resolución CREG 034 de 2001, especialmente en lo relacionado con la representación de la generación ideal nacional, internacional y de transacciones internacionales.

La nueva fórmula contempla tres escenarios para el cálculo del precio de reconciliación negativa, dependiendo de la desviación diaria de la obligación de energía firme y la comparación entre generación real e ideal. Se incorporan variables como la generación ideal ajustada por precio de escasez, la obligación horaria de energía firme ajustada y los precios máximos de oferta, diferenciando entre plantas hidráulicas, térmicas y de generación variable. Con esta resolución, la CREG busca fortalecer la coherencia técnica del marco regulatorio del cargo por confiabilidad, asegurando que los precios de reconciliación reflejen con mayor precisión las condiciones reales de operación del sistema.

La resolución puede ser consultada en el siguiente [enlace](#).

Aprobado el Plan de Expansión de Transmisión 2024–2038 que incluye seis grandes obras para fortalecer el SIN

El Ministerio de Minas y Energía, mediante la Resolución 40245 del 4 de junio de 2025, adoptó oficialmente el Plan de Expansión de Transmisión 2024–2038. Este plan, elaborado por la Unidad de Planeación Minero-Energética, contempla seis obras estratégicas orientadas a garantizar la seguridad, confiabilidad y cobertura del SIN, en línea con los objetivos del Plan Nacional de Desarrollo y la Transición Energética Justa.

El plan aprobado incluye proyectos de infraestructura eléctrica en seis subáreas operativas: Córdoba–Sucre, Bogotá, Antioquia, Caldas–Quindío–Risaralda (CQR), Cauca–Nariño y Tolima–Huila–Caquetá (THC). Estas obras buscan atender el crecimiento de la demanda, mejorar la calidad del servicio y fortalecer la resiliencia del sistema.

Las principales obras contempladas son:

1. Bahías de transformación en Sahagún 500 kV

- Construcción de dos bahías en la subestación Sahagún para conexión con la nueva subestación 500/110/34.5 kV.
- Entrada en operación: diciembre de 2027.

2. Subestación Amanecer 500/230/115 kV y líneas asociadas

- Conexión con las subestaciones Virginia y Nueva Esperanza.
- Incluye transformadores, reactores y nuevos circuitos a 500, 230 y 115 kV.
- Entrada en operación: diciembre de 2032.

3. Subestación Corzo 500/115 kV y líneas asociadas

- Nueva subestación con autotransformadores y reconfiguración de líneas en Bogotá.
- Entrada en operación: diciembre de 2029.

4. Interconexión Nordeste y Urabá Antioqueño

- Nuevas subestaciones Lagunas y Guárcama 220 kV, con conexiones a Urabá y Guadalupe.
- Refuerzo del Sistema de Transmisión Regional (STR).
- Entrada en operación: diciembre de 2030.

5. Subestación Macana 230/115 kV y obras asociadas

- Incluye la reconfiguración de líneas, el traslado de infraestructura y la nueva línea Riosucio–Macana.
- Entrada en operación: diciembre de 2030.

6. Subestación Carlosama 230/115 kV y obras asociadas

- Seccionamiento de líneas internacionales con Ecuador y enlaces a subestaciones locales.
- Entrada en operación: diciembre de 2029.

La resolución puede ser consultada en el siguiente [enlace](#).

México

La Comisión Nacional de Energía reanuda plazos y términos para la tramitación de asuntos de su competencia

El pasado 5 de junio, la Comisión Nacional de Energía (CNE) publicó en la edición vespertina del Diario Oficial de la Federación (DOF) el Acuerdo por el que se reanudan los plazos y términos para la recepción y tramitación de los asuntos competencia de la Comisión Nacional de Energía, conforme a las atribuciones que le fueron conferidas y transferidas y establece la estrategia para su atención. Dicho acuerdo entró en vigor al día siguiente de dicha publicación en el DOF.

El acuerdo levantó la suspensión de 90 días respecto a plazos y términos previstos en los artículos cuarto y octavo transitorios de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y de la Ley de la CNE respectivamente, publicadas en el DOF el 18 de marzo del presente año. Lo anterior, tomando en cuenta que ya se ha concluido con la transferencia de información, expedientes y sistemas correspondientes hacia la CNE.

Cabe resaltar que, con el acuerdo, la CNE deberá recibir, tramitar y resolver los asuntos de su competencia, con algunos casos de excepción, como lo son las solicitudes de nuevos permisos de generación eléctrica o de expendio de gas natural, petrolíferos o gas licuado de petróleo.

Para mayor detalle sobre la reanudación de plazos, pueden consultar [esta publicación](#).

Se publican las reglas de operación del Comité Técnico de la Comisión Nacional de Energía

El 24 de junio de 2025, la Secretaría de Energía (SENER) publicó en el DOF el Acuerdo CT/1.SE/2-2025, que aprueba las reglas de operación del Comité, el órgano colegiado con el que cuenta la CNE para el mejor desempeño de sus funciones y para transparentar el otorgamiento de permisos y la emisión de la regulación de las actividades de su competencia.

Dicho Comité está integrado de la siguiente forma:

Con derecho a voz y voto, las personas titulares de:	Con voz, pero sin voto, las personas titulares de:
I. La SENER (presidencia)	VII. Invitados permanentes: <ul style="list-style-type: none"> • La Dirección General de la CNE • La Subsecretaría de Planeación y Transición Energética de la SENER El órgano Interno de Control de la CNE
II. La Subsecretaría de Electricidad de la SENER	VIII. La Secretaría Técnica
III. La Subsecretaría de Hidrocarburos de la SENER	
IV. La Unidad de Electricidad de la CNE	
V. La Unidad de Hidrocarburos de la CNE	
VI. Tres expertos técnicos del sector energético designados por la titular del Ejecutivo Federal	

Dicho Comité podrá sesionar de manera ordinaria y extraordinaria, así como de forma presencial, semipresencial o telemática. Las sesiones ordinarias se deberán realizar por lo menos una vez al mes. En caso de ser de urgencia o por la importancia del asunto, se podrán convocar sesiones extraordinarias por lo menos con dos días hábiles de antelación.

Para mayor detalle sobre las nuevas reglas, pueden consultar [esta publicación](#).

Perú

Se aprueban los términos de referencia para la realización de estudios ambientales en el marco del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas

El pasado 25 de junio de 2025, se publicó en Diario Oficial El Peruano la Resolución Ministerial N° 214-2025-MINEM/DM, mediante la cual han sido aprobados los términos de referencia para la elaboración de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) en centrales fotovoltaicas con o sin línea de transmisión asociada menor o igual a 20 km; así como para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental Semidetallado (EIA-sd) en centrales eólicas con potencia instalada mayor o igual a 32 MW con o sin línea de transmisión.

Por un lado, para el caso de la DIA para centrales fotovoltaicas, se solicitan detalles como los antecedentes propios del proyecto, una descripción de datos claves acerca del mismo, la identificación del área de influencia del proyecto y su caracterización ambiental, además de la estrategia de manejo ambiental que se prevé para el proyecto.

Por otro lado, para el caso del EIA-sd para centrales eólicas, se solicita una estructura similar a la descrita para el DIA, solo que con mayores detalles respecto de la etapa constructiva y de operación y mantenimiento del proyecto en relación con el impacto en el área de influencia del mismo, además de una descripción más exhaustiva en relación con la biodiversidad, los grupos de interés y la caracterización del impacto ambiental que esta actividad podría tener.

Se definen las horas de punta del sistema eléctrico peruano

El pasado 31 de mayo de 2025 se publicó en Diario Oficial El Peruano la Resolución Ministerial N° 189-2025-MINEM/DM, mediante la cual se definieron cuáles son las horas de punta del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) para efectos de la evaluación de la indisponibilidad de las unidades generadoras.

La definición de cuáles son las horas de punta dentro del SEIN es de relevancia en el marco del procedimiento del cálculo de la potencia firme de las unidades generadoras del sistema, en tanto estas son de utilidad para evaluar la indisponibilidad de las mismas.

Así, para el periodo comprendido entre el 1 de junio de 2025 y el 31 de mayo de 2029, se considerará como horas de punta al periodo comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas de cada día.

Noticias recientes y tendencias de mercado

Chile

Presentada una propuesta complementaria de expansión de transmisión 2025

Con fecha 10 de junio de 2025, el Coordinador Eléctrico Nacional comunicó una adenda a la propuesta de expansión de transmisión del sistema eléctrico nacional para el año 2025. Esta propuesta se enmarca en lo establecido por el Artículo 91° de la Ley General de Servicios Eléctricos, que dispone que el coordinador debe presentar anualmente una propuesta de expansión para los distintos segmentos de la transmisión a la Comisión Nacional de Energía (CNE). El 22 de enero de 2025, el coordinador emitió su propuesta inicial de expansión, la cual fue complementada con esta adenda en cumplimiento del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, establecido en el Decreto N° 37 del 25 de mayo de 2021. Dicho reglamento permite al coordinador actualizar, completar o corregir su propuesta de expansión dentro de los 30 días siguientes al vencimiento de la etapa de presentación de propuestas de transmisión por parte de interesados a la CNE.

En este contexto, se presentan siete nuevos proyectos de expansión, de los cuales seis corresponden a proyectos de transmisión nacional y uno a transmisión zonal.

El monto total de inversión propuesto asciende a 143 millones de dólares, cuyos detalles [se encuentran desglosados en este documento](#).

Colombia

CREG, MinMinas y UPME anuncian una resolución que busca agilizar solicitudes de conexión al SIN y fortalecer la transición energética

El pasado 28 de junio de 2025, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), el MinMinas y la UPME anunciaron la conformación de un comité técnico interinstitucional para la elaboración de una nueva resolución que modernice y optimice los procesos de solicitud de puntos de conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN), con el fin de fortalecer la eficiencia y sostenibilidad del sistema eléctrico colombiano.

El objetivo es redistribuir la capacidad actualmente asignada a proyectos que no han avanzado, para reasignarla a aquellos que están listos para su implementación, con el fin de acelerar la entrada de nuevos proyectos de generación, especialmente de fuentes renovables, y consolidar un sistema eléctrico más competitivo y confiable.

Colombia y Panamá sellan un acuerdo regulatorio para la interconexión eléctrica binacional

El 20 de junio de 2025, Colombia y Panamá formalizaron un acuerdo regulatorio que permitirá viabilizar la interconexión eléctrica entre ambos países. Este instrumento establece las reglas técnicas, comerciales y de gobernanza necesarias para el intercambio de energía, consolidando un mercado eléctrico regional más robusto, competitivo y sostenible.

Entre sus principales disposiciones se destacan:

- Reglas para transacciones de energía a corto y largo plazo, incluyendo transacciones firmes.

- Lineamientos operativos generales para la gestión de la interconexión.
- Creación de un comité binacional de reguladores con autonomía para definir su esquema de gobernanza.
- Mecanismos para promover la participación de agentes de ambos países en plataformas regionales como el MER-CAN.
- Consideraciones ambientales sobre la infraestructura y operación.
- Procedimientos para la resolución de controversias y el seguimiento de transacciones.
- Normas sobre el acceso, manejo y divulgación de información, incluyendo la publicación de beneficios de la integración.

México

Impuestos ecológicos en México: obligaciones, riesgos y estrategias para las empresas

Los impuestos ecológicos son gravámenes que se aplican respecto de diversas actividades que las autoridades consideran que causan un impacto negativo al medio ambiente, tales como:

- Extracción de materiales.
- Emisión de gases contaminantes a la atmósfera.
- Emisión de contaminantes al suelo, subsuelo o agua.
- Depósito o almacenamiento de residuos.
- Transporte de materiales.

Derivado de lo anterior, contar con un adecuado diagnóstico y plan de defensa y/o en su caso de cumplimiento, resulta fundamental para evitar caer en incumplimientos y ser sujeto de sanciones económicas, operativas y reputacionales.

Para su estudio resulta fundamental analizar cada Estado de la República por separado, ya que cada una de las Entidades Federativas tiene libertad configurativa respecto de dichos impuestos. En este sentido, cada impuesto puede presentar particularidades en sus normas, diseño y mecánica de cálculo.

Para mayor detalle sobre cuáles son las actividades que están sujetas a los impuestos ecológicos y qué implicaciones podrían conllevar, pueden consultar [esta publicación](#).

La Ciudad de México introduce un impuesto verde al carbono para fuentes fijas

A partir de abril, la Ciudad de México está aplicando un impuesto al carbono a las fuentes fijas que emitan una tonelada o más de CO₂ al mes. Esta medida busca reducir la contaminación atmosférica y avanzar hacia la descarbonización.

La Ciudad de México se ha convertido en la entidad federativa más reciente en establecer impuestos sobre las emisiones de gases de efecto invernadero (como dióxido de carbono, metano

y óxido nitroso), con el objetivo de implementar regulaciones que desincentiven la emisión de contaminantes a la atmósfera y promuevan la transición energética. La iniciativa busca reducir la contaminación atmosférica en una de las urbes más afectadas por la mala calidad del aire en América.

- **Código Fiscal de la Ciudad de México**

Con fecha 27 de diciembre de 2024, se publicó en la Gaceta de la Ciudad de México la Reforma al Código Fiscal de la Ciudad de México, la cual, entre otros cambios, creó el Impuesto a la Emisión de Gases Contaminantes a la Atmósfera.

Dicho impuesto será aplicable a toda fuente fija ubicada en la Ciudad de México que emita gases contaminantes a la atmósfera cuya suma de emisiones mensuales de dióxido de carbono, metano y óxido nitroso, ya sea de forma unitaria o de cualquier combinación de ellos, sea igual o mayor a una tonelada de dióxido de carbono equivalente (t CO₂e).

- **Acuerdo por el que se da a conocer la metodología para el cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), al que deberán sujetarse las fuentes fijas en la Ciudad de México**

El 31 de marzo de 2025, se publicó en la Gaceta Oficial de la Ciudad de México el acuerdo correspondiente que incorpora definiciones clave que buscan asegurar una interpretación uniforme, tales como fuente fija, factor de emisión y emisión de CO₂ equivalente, entre otros términos técnicos vinculados con la gestión ambiental.

- **Reglas de operación**

Con fecha 2 de abril de 2025, se publicaron en la Gaceta de la Ciudad de México las Reglas de Carácter General para la Operación y el Cumplimiento de las Obligaciones Fiscales en Materia del Impuesto de Emisión de Gases Contaminantes a la Atmósfera.

Estas reglas establecen las directrices y metodología a seguir para el cumplimiento de las obligaciones del impuesto.

Para mayor detalle sobre este impuesto, pueden consultar [esta publicación](#).

Perú

Se alista la compra del parque eólico San Juan de Marcona

Según se ha informado públicamente, la compañía Luz del Sur ha suscrito un acuerdo privado con el grupo español Acciona Energía para la compra y adquisición del 100% de las acciones de la empresa Energía Renovable del Sur, propietaria del parque eólico San Juan de Marcona.

Este parque inició operaciones en el año 2023 y cuenta con una capacidad de 135,7 MW, siendo así una de las centrales eólicas más importantes del país en cuanto a capacidad se refiere.

La operación está aún sujeta a la aprobación por parte de las autoridades de control de concentraciones, como el INDECOPI.

Cabe resaltar que la oficina de Garrigues en Lima asesoró a Luz del Sur en el proceso de adquisición de la referida central eléctrica.

Proponen el uso de geotermometría química como alternativa para el abastecimiento de energía limpia

El Gobierno peruano ha venido realizando estudios detallados en el área del complejo volcánico de Turupaca (Tacna), que han arrojado la existencia de sistemas geotermales provenientes de la actividad volcánica de la zona. Estos sistemas tienen el potencial ideal de convertirse en una fuente de aprovechamiento de energía geotérmica, y, con ello, de generación eléctrica mediante fuentes renovables.

El Gobierno peruano seguirá haciendo estudios en la zona y espera, en un futuro, poder hacer uso de esta tecnología de manera sostenida para la generación de energía eléctrica en beneficio de la población.

El Ministerio de Energía y Minas viene desarrollando una cartera de proyectos con el fin de cerrar las brechas de infraestructura

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) ha informado que cuenta con una cartera de 165 proyectos de inversión enfocados en el cierre de brechas de acceso a la energía eléctrica, con especial énfasis en las zonas altoandinas y amazónicas.

Con ello, se pretende que, para fines del año 2026, se logre un 96% de cobertura eléctrica en las localidades rurales altoandinas y amazónicas, inversión que irá de la mano con una serie de reformas en el marco de la elaboración de un nuevo Libro blanco del subsector eléctrico peruano”.

La inversión que representa la cartera de proyectos propuesta por el MINEM representa más de S/4,900 millones de soles en proyectos de electrificación rural.

Contacta con nuestros profesionales

Chile

**Diego Perales Roehrs**

Of counsel · Administrativo - Energía

diego.perales@garrigues.com

[Visita el perfil completo](#)

**Cristóbal Fainé Henríquez**

Socio · Mercantil

cristobal.faine@garrigues.com

[Visita el perfil completo](#)

Colombia

**Adriana Espinosa**

Socia · Administrativo - Energía

adriana.espinosa@garrigues.com

[Visita el perfil completo](#)

**Julián Esteban Lozano**

Asociado sénior · Administrativo - Energía

julian.esteban.lozano@garrigues.com

[Visita el perfil completo](#)

Perú

**Diego Harman**

Socio · Mercantil

diego.harman@garrigues.com

[Visita el perfil completo](#)

**Víctor Baca**

Of counsel · Administrativo - Energía

victor.baca@garrigues.com

[Visita el perfil completo](#)

**Giancarlo Vignolo**

Asociado principal · Administrativo - Energía

giancarlo.vignolo@garrigues.com

[Visita el perfil completo](#)

México



José Antonio Postigo Uribe

Socio · Mercantil

japostigo@sanchezdevanny.com

[Visita el perfil completo](#)



Guillermo Villaseñor Tadeo

Socio · Mercantil

gvillasenor@sanchezdevanny.com

[Visita el perfil completo](#)



Max Ernesto Hernández Ernult

Asociado principal · Mercantil

mhernandez@sanchezdevanny.com

[Visita el perfil completo](#)



Mauricio Alejandro León Alvarado

Asociado principal · Mercantil

mleon@sanchezdevanny.com

[Visita el perfil completo](#)



Tania Elizabeth Trejo Galvez

Asociada sénior · Mercantil

tetrejo@sanchezdevanny.com

[Visita el perfil completo](#)



Malcolm Hemmer Rebolledo

Asociado sénior · Mercantil

malcolm.hemmer@sanchezdevanny.com

[Visita el perfil completo](#)

GARRIGUES

Isidora Goyenechea 3477, Piso 12
Las Condes - Santiago de Chile (Chile)
T +56 2 29419000
santiagodechile@garrigues.com

Avenida Calle 92 No. 11-51 Piso 4
Bogotá D.C. (Colombia)
T +57 601 326 69 99
bogota@garrigues.com

Corporativo Reforma Diana - Paseo de la
Reforma, 412 - Piso 26
Col. Juárez – 06600 Ciudad de México (México)
T +52 55 1102 3570
mexico@garrigues.com

Paseo de las Palmas 525, Piso 6
Col. Lomas de Chapultepec Ciudad
de México, 11000 (México)
T +52 55 5029 8500
mexico@garrigues.com

Av. Antea 1090 Piso 2 Int 206 Col. Jurica,
Querétaro.76100 México
T +52 442 296 6400
mexico@garrigues.com

Torre Novo Piso 4 Desp. 401 José Clemente
Orozco 335, Col. Valle Oriente
66269 México
T +52 81 8153 3900
mexico@garrigues.com

Av. Víctor Andrés Belaúnde, 332 (Oficina 701)
San Isidro - Lima (Perú)
T +51 1 399 2600
lima@garrigues.com

Síguenos en:

