

Marco regulatorio del sector de servicios públicos de América Latina: Señales de mayor interferencia política

9 de enero de 2025

Conclusiones principales

- S&P Global Ratings continúa considerando que el marco regulatorio bajo el cual operan las empresas del sector eléctrico en América Latina es favorable, porque permite una recuperación oportuna de los costos operativos y de capital.
- Sin embargo, los gobiernos de Chile y de Colombia han impedido que las tarifas eléctricas se ajusten, a pesar de la alta inflación, debido a las inquietudes en torno al poder adquisitivo de la población. Como resultado, el capital de trabajo de muchas empresas de servicios públicos reguladas ha aumentado, aunque las calificaciones de estas entidades se han mantenido relativamente estables debido a la amplia liquidez.
- Además, ha habido cierta interferencia política en México, donde el gobierno anterior intentó repetidamente revertir la reforma energética de 2014. De haberse implementado, esto nos habría llevado a revisar nuestra evaluación del marco regulatorio a una categoría más débil.
- Esperamos que los reguladores se enfoquen en aumentar el porcentaje de energías renovables no convencionales en la matriz energética, en mejorar los sistemas de transmisión y la conectividad con nuevas áreas urbanas y/o industriales, y en destinar inversiones adicionales y esfuerzos de digitalización para mejorar la eficiencia.

Como parte de la vigilancia continua de las empresas de servicios públicos que calificamos en América Latina, S&P Global Ratings monitorea los eventos regulatorios que podrían tener implicaciones en las calificaciones. En los últimos años, a pesar del funcionamiento autónomo de los reguladores, hemos observado un número creciente de interferencias políticas. Entre ellas se encuentra el congelamiento de las tarifas de energía en Chile en respuesta al descontento social y la elevada inflación, los diversos intentos del expresidente Andrés Manuel López Obrador (AMLO) para revertir la reforma energética de 2014 en México, o el intento del presidente Petro de congelar las tarifas de energía en Colombia. Por ende, el aumento de la incertidumbre en torno a las operaciones de los servicios públicos regulados ha provocado la revisión a la baja de nuestra evaluación de los marcos regulatorios de Chile y Colombia a favorables al crédito

Analista principal

Julyana Yokota
Sao Paulo
+55-11-3039-9731
julyana.yokota
@spglobal.com

Contactos secundarios

Candela Macchi
Buenos Aires
+54-11-4891-2110
candela.macchi
@spglobal.com

Daniel Castineyra
Ciudad de México
+52-55-5081-4497
daniel.castineyra
@spglobal.com

Marcelo Schwarz, CFA
Sao Paulo
+55-11-3039-9782
marcelo.schwarz
@spglobal.com

Gastón Falcone
Buenos Aires
+54-11-4891-2147
gaston.falcone
@spglobal.com

Veronica Amendola
Buenos Aires
+54-11-4891-2175
veronica.amendola
@spglobal.com

[adecuados] desde muy favorables al crédito [fuertes/adecuados] (vea la Tabla 1). Las evaluaciones de ambos países están ahora en línea con las de Brasil y México.

Nuestra revisión no significa necesariamente que consideremos que las regulaciones del servicio de electricidad en Chile y Colombia sean menos efectivas, ya que los contratos siguen vigentes y hubo compensaciones financieras o económicas por las intervenciones gubernamentales. De igual modo, no revisamos a la baja la evaluación para México dada la ausencia, hasta el momento, de cambios reales en las regulaciones o de contratos anulados.

Tabla 1

Evaluación de las jurisdicciones regulatorias en América Latina

Brinda menos respaldo crediticio [débil]	Brinda respaldo crediticio (adecuada)
Argentina	Brasil Chile Colombia México Perú

Incorporamos la ventaja regulatoria en nuestro análisis del perfil de riesgo de negocio de una empresa de servicios públicos regulada, dada la estabilidad y previsibilidad de las operaciones y la continuidad financiera. Un aspecto importante que influye en la calidad crediticia es el marco regulatorio en las jurisdicciones donde opera una empresa de servicios públicos. Por lo tanto, monitoreamos varios marcos regulatorios e incorporamos cualquier acción regulatoria o legislativa en términos de su efecto sobre la calidad crediticia de la empresa de servicios públicos. Nuestro análisis abarca factores cuantitativos y cualitativos, y se enfoca en la estabilidad regulatoria, los procedimientos y diseño de establecimiento de tarifas, la estabilidad financiera, así como la independencia y el aislamiento regulatorio (vea [“Metodología para calificar empresas, específica por sector”](#), publicada el 4 de abril de 2024, para más detalles sobre cada categoría).

Tabla 2

Reguladores y entidades relevantes en América Latina

País	Regulador	Otras entidades relevantes
Argentina	Ministerio de Energía y Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE)	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA)
Brasil	Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL)	Operador Nacional do Sistema Eletrico (ONS), Empresa de Pesquisa Energetica (EPE), y Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)
Chile	Ministerio de Energía y Comisión Nacional de Energía (CNE)	Coordinador Eléctrico Nacional
Colombia	Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)	Ministerio de Minas y Energía, Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, CND - El Centro Nacional de Despacho
México	Secretaría de Energía (SENER) y Comisión Reguladora de Energía (CRE)	Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)
Perú	Ministerio de Energía y Minas (MINEM)	Comité de Operación Económica del Sistema (COES) y Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN)

Evaluación de las jurisdicciones regulatorias en América Latina

A continuación, presentamos un resumen de nuestra evaluación de los marcos regulatorios del sector eléctrico en las mayores economías de América Latina: Argentina, Brasil, Chile, Colombia, México, y Perú. Evaluamos las jurisdicciones con base en cuatro indicadores que nos ayudan a determinar el riesgo regulatorio (vea el gráfico a continuación).

Evaluación de las jurisdicciones regulatorias en América Latina

	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	México	Perú
Estabilidad regulatoria	Brinda menos respaldo crediticio	Brinda mucho respaldo crediticio	Brinda mucho respaldo crediticio	Brinda mucho respaldo crediticio	Brinda mucho respaldo crediticio	Brinda mucho respaldo crediticio
Procedimientos y diseño del establecimiento de tarifas	Brinda menos respaldo crediticio	Brinda mucho respaldo crediticio	Brinda mucho respaldo crediticio	Brinda mucho respaldo crediticio	Brinda mucho respaldo crediticio	Brinda mucho respaldo crediticio
Estabilidad financiera	Brinda menos respaldo crediticio	Brinda mucho respaldo crediticio	Brinda mucho respaldo crediticio	Brinda mucho respaldo crediticio	Brinda mucho respaldo crediticio	Brinda mucho respaldo crediticio
Independencia regulatoria y aislamiento	Brinda menos respaldo crediticio	Brinda mucho respaldo crediticio	Brinda mucho respaldo crediticio	Brinda menos respaldo crediticio	Brinda menos respaldo crediticio	Brinda mucho respaldo crediticio
Eventos futuros	Brinda menos respaldo crediticio	Brinda mucho respaldo crediticio	Brinda mucho respaldo crediticio	Brinda menos respaldo crediticio	Brinda menos respaldo crediticio	Brinda mucho respaldo crediticio

Fuente: S&P Global Ratings.
Copyright © 2025 por Standard & Poor's Financial Services LLC. Todos los derechos reservados.

Aspectos destacados por país

Argentina

Eventos futuros y establecimiento de tarifas. Consideramos más positivamente el actual proceso de establecimiento de tarifas en Argentina, principalmente debido al restablecimiento de un régimen temporal de ajustes que pretende compensar los incrementos de costos de todos los servicios públicos regulados que operan en el país. A principios de 2024, el nuevo gobierno otorgó un ajuste único de alrededor de 320% para las empresas distribuidoras de energía (discos) y de 665% para las proveedoras de gas a fin de compensar la alta inflación del año pasado. Además, el gobierno restableció un mecanismo de actualización mensual de tarifas para todos los segmentos de energía, con lo que también busca una mejora en los niveles de inversión privada en el futuro.

Aun así, la intención es revisar el marco regulatorio para dar transparencia a los componentes clave del proceso de establecimiento de tarifas y a través de la Revisión Tarifaria Quinquenal para las empresas de transmisión y discos y resoluciones regulatorias específicamente aplicables para las empresas de generación de energía (gencos). Estos cambios establecerán el mecanismo de ajuste para los próximos cinco años, con el objetivo de dar mayor previsibilidad y estabilidad al sector. La propuesta de modificar el marco se esperaba originalmente para finales de 2024, pero se encuentra atrasada dados los recientes cambios en el Ministerio de Energía. Mientras tanto, consideramos que la falta de un mecanismo de ajuste es muy poco probable y que un traspaso mensual de la inflación podría ser una opción hasta que se presente la propuesta final.

Estabilidad regulatoria. El sector eléctrico argentino carece de transparencia y previsibilidad, ya que todas las medidas son de naturaleza discrecional dados los cambios frecuentes e impredecibles del marco. Continuaremos monitoreando los posibles cambios en el sistema, incluido un posible cambio a un sistema de costo marginal. En general, y a pesar de algunas medidas que alivian los aumentos de costos, mantenemos nuestra evaluación del marco regulatorio de Argentina para las empresas de servicios eléctricos como menos favorable al crédito comparado con los otros países en América Latina.

Independencia regulatoria. Seguimos observando un mayor nivel de interferencia política que en otras jurisdicciones latinoamericanas. El ENRE es una entidad autónoma dentro del Ministerio de Energía, responsable de lo siguiente:

- Aplicar el marco regulatorio y supervisar la prestación de servicios públicos y del cumplimiento de las obligaciones establecidas en los contratos de concesión;
- Emitir las normas aplicables a los miembros del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM);
- Establecer el cálculo de tarifas y aprobar los horarios de las empresas de transmisión y discos con concesiones de alcance nacional;
- Autorizar los derechos de acceso para los conductores eléctricos, y
- Autorizar la construcción de nuevas instalaciones.

CAMMESA es la empresa a cargo de coordinar el despacho de electricidad al sistema, de planear las necesidades de capacidad de energía y de optimizar el uso de la energía, de supervisar la operación del mercado, de la facturación y cobranza de pagos por las transacciones entre los operadores del MEM, y de comprar y vender energía eléctrica de otros países. El gobierno es propietario de 20% del capital social de CAMMESA. Además, cada una de las cuatro asociaciones que representan a las empresas de generación, transmisión y distribución, y a los usuarios grandes son propietarios de 20% de CAMMESA. Consideramos que el papel de CAMMESA podría modificarse de manera significativa como parte de los cambios en curso propuestos por el gobierno actual.

Brasil

Eventos futuros. Seguimos pronosticando oportunidades de crecimiento para el sector eléctrico en el mediano y largo plazo. El sistema sigue expuesto a las condiciones hidrológicas y a las preocupaciones por posibles *curtailment* (limitación de carga en línea de transmisión). Esto se debe a que las capacidades de transmisión se planifican en función de la demanda, más que por la capacidad de generación, y hemos visto un crecimiento del consumo relativamente lento en la última década.

A medida que las empresas de servicios públicos integradas brasileñas continúan invirtiendo en energías renovables no convencionales, hemos visto variaciones en los precios *spot* intradía, particularmente en el Sistema Nordeste, que tiene un mayor potencial de crecimiento para las plantas solares y eólicas. La Empresa de Pesquisa Energética (EPE) prevé que serán necesarios entre 3 gigavatios (GW) y 4 GW adicionales en capacidad de transmisión para conectar las regiones Nordeste y Sur hacia el año 2032. Esto permitiría la exportación de 10 GW adicionales, de los 57 GW esperados de capacidad de generación eólica y solar. Las subastas de capacidad de transmisión de 2024 y 2023 dieron por resultado aproximadamente R\$59,000 millones en inversiones para construir 17,900 kilómetros (km) de líneas de transmisión y subestaciones, para un total de 20,440 megavoltiamperios de capacidad de transformación. Esperamos que las próximas tres licitaciones programadas para 2025 y 2026 sigan atrayendo inversores privados que presenten ofertas por 8,000 km adicionales con un gasto de capital estimado de R\$20,000 millones, porque tienen visibilidad sobre el retorno de este tipo de activo, similar a una renta fija

impulsada por su marco de remuneración por disponibilidad. La EPE también ha comenzado a monitorear la demanda potencial de centros de datos, dadas las solicitudes para conectar potencialmente 2.5 GW a las redes en los estados de Sao Paulo, Ceará y Rio Grande do Sul entre 2024 y 2037.

El sector eléctrico está a la espera de las mejoras regulatorias que se vienen discutiendo desde 2023, que abordarían tendencias emergentes como los pagos con capacidad necesarios para mitigar la mayor intermitencia derivada de la energía solar y la eólica, incluidas las baterías de gran tamaño, la aprobación de una regulación para la energía eólica marina y la mayor actividad de generación solar distribuida que sumó 8.6 GW en 2024, que alcanzó 35.2 GW de capacidad instalada en el año, y probablemente agregará 21 GW en 2029, según la EPE.

En noviembre de 2024, un congresista propuso un proyecto de ley para que todas las agencias reguladoras estén sujetas a la supervisión de la cámara baja, como respuesta a las crecientes tensiones entre el gobierno y el regulador del sector eléctrico, la ANEEL. Aunque el proyecto de ley está en su etapa inicial, consideramos que indica la creciente voluntad política de interferir en el mercado eléctrico, lo que en última instancia podría comprometer la estabilidad del marco. Seguiremos de cerca esta situación.

Establecimiento de tarifas y estabilidad financiera. La regulación ha brindado apoyo, como se vio en las facilidades de capital de trabajo otorgadas a los distribuidores de electricidad durante la sequía extrema de 2021, cuando los precios de la energía se dispararon, y en las congelaciones de tarifas durante la pandemia debido a la menor demanda y al aumento de la morosidad. Estos préstamos extraordinarios se pagaron mediante mecanismos que permitieron aumentos de tarifas en el mediano plazo, como se esperaba. Además, los mecanismos de las llamadas banderas tarifarias, vigentes desde 2015, han sido un instrumento eficaz para concientizar a los usuarios finales sobre el aumento de los costos de manera oportuna, al tiempo que trasladan parcialmente los repuntes en los costos de la energía causados por un mayor despacho térmico, con lo que mitigan las mayores necesidades de capital de trabajo de las discos.

La ANEEL es responsable de establecer las tarifas para las empresas de distribución y transmisión. Las tarifas se establecen para compensar las inversiones que se realizaron en cada área de concesión. El establecimiento de tarifas para las empresas de transmisión es más simple que para las discos, pues estas empresas reciben ingresos fijos de acuerdo con su disponibilidad al sistema. El regulador modifica las tarifas de las discos cada tres a cinco años (dependiendo del contrato de concesión) con base en la revisión del costo promedio ponderado regulatorio del capital, remunerando la base de activos regulatorios de las empresas e incorporando factores de eficiencia. Las discos transfieren anualmente los costos de energía a los usuarios finales.

Los generadores de energía mitigan la volatilidad del flujo de caja a través de contratos de venta de energía a largo plazo a discos y grandes consumidores del mercado libre contratados bajo subastas públicas y acuerdos bilaterales. Desde enero de 2024, todos los consumidores de voltaje medio y alto pueden elegir su proveedor de energía, lo que provocó una migración de aproximadamente 13,000 consumidores al mercado libre, lo que en total representa 42% de toda la demanda de energía en el país (frente a 30% en 2019). Esperamos que la migración continúe en los próximos años, hasta que este segmento alcance 46% de la demanda total de energía. Esto debería impulsar los volúmenes comercializados bajo acuerdos bilaterales y en el mercado spot en los próximos dos o tres años. Estos cambios pretenden aumentar la competencia en el sector de generación, ya que los clientes podrán migrar de contratos regulados al mercado libre, pero no esperamos un impacto negativo en las entidades que calificamos, ya que la mayoría son grandes grupos integrados.

A su vez, aún no hay un plazo para la liberalización total del mercado energético brasileño, en el que los consumidores de bajo voltaje también podrían elegir a sus proveedores de energía. Esto

se debe a que se necesitan cambios regulatorios, que deben abordar la separación del costo de transmisión y distribución (el "costo del cable") del costo de la energía en las facturas de electricidad, lo que ya ocurre en el mercado libre.

Estabilidad regulatoria. A pesar de que evaluamos el marco regulatorio de Brasil como uno que brinda soporte crediticio, con un historial de total respeto a los contratos, a menudo ocurren disputas políticas sobre las tarifas reguladas de la energía, especialmente en años electorales. Desde 2023, las discos han estado esperando los términos finales para la renovación de las concesiones que se acercan a su vencimiento.

Aun así, el gobierno promulgó el Decreto 12,068 en junio de 2024, que establece los plazos de renovación de 19 concesiones que vencen en 2031. Los términos excluyen los pagos de tarifas de renovación, lo que libera la liquidez de las discos para inversiones en mejoras de la red y reforzamiento de los indicadores de calidad del servicio (vea "*Brazil Sheds Light On Electricity Distribution Concession Renewals*", 15 de febrero de 2024).

La ANEEL realizó recientemente una audiencia pública sobre los términos finales de la renovación de concesiones a fin de completar el proceso en el primer trimestre de 2025. Consideramos que este proceso es favorable para las discos que calificamos, dado que podrán ampliar sus concesiones sin pagar la cuota de renovación. Además, dada la mayor claridad sobre la renovación de la concesión, las discos podrán obtener financiamiento a largo plazo para financiar su gasto de capital.

Independencia regulatoria. Seguimos considerando que los organismos reguladores en Brasil son independientes del gobierno y que las tarifas reflejan con precisión los costos de la energía. Sin embargo, como entidades gubernamentales, están sujetas a cierta influencia política, que podría manifestarse en forma de nombramientos para la junta directiva y posiciones superiores.

En general, en nuestra opinión, el marco regulatorio brasileño tiene un sólido historial de mantener la sostenibilidad económica y financiera del mercado de electricidad. Si bien el regulador tiene mayor influencia sobre las empresas de servicios públicos reguladas, especialmente las discos y las empresas de transmisión, su influencia sobre las empresas generadoras es menor porque pueden vender electricidad tanto en el mercado regulado como en el libre.

El Ministerio de Minas y Energía es responsable de formular e implementar las políticas relacionadas con la energía, otorga concesiones y establece las principales políticas, lineamientos y normativa. La ANEEL es responsable de establecer la reglamentación sectorial, supervisar y fiscalizar la calidad del servicio de los concesionarios y definir los criterios para el cálculo de las tarifas de distribución, transmisión y generación regulada.

Chile

Eventos futuros. Estamos siguiendo de cerca el proyecto de ley para cambiar las normas de la industria de energía que se propuso para compensar el marcado aumento de las tarifas de electricidad en Chile. El proyecto de ley tiene como objetivo un recorte temporal de tarifas para los proyectos que operan bajo el marco de los Pequeño Medio de Generación Distribuida (PMGD). El proyecto de ley también incorpora multas relacionadas con la calidad de los servicios en las discos e impuestos adicionales al carbono. (Considere que el debate en curso sobre el proyecto de ley incluye algunos cambios a lo que describimos en "[Preguntas Frecuentes: Por qué los cambios regulatorios propuestos para la industria eléctrica de Chile podrían dañar la calidad crediticia de algunos proyectos](#)", 30 de agosto de 2024).

Chile tiene una larga trayectoria de honrar sus acuerdos contractuales comerciales, lo que subraya la opinión entre inversionistas y dueños de proyectos de que el país es una de las

jurisdicciones más atractivas para operar en América Latina. Lo mismo ha sucedido con los participantes locales e internacionales del sector de infraestructura, quienes buscaban estabilidad y previsibilidad en las condiciones para hacer negocios debido a la naturaleza de largo plazo de las inversiones en esta industria.

Sin embargo, hemos visto retrasos en los ajustes de establecimiento de tarifas durante el ciclo de revisión para los servicios públicos regulados, como las líneas de transmisión. Además, desde el estallido social de mediados de 2019, las gencos tuvieron que absorber mayores requerimientos de capital de trabajo relacionados con el congelamiento de tarifas impuesto por el gobierno, mientras que el mecanismo de apoyo financiero (Mecanismo de Protección al Cliente - MPC) tardó mucho tiempo en implementarse. En nuestra opinión, estos factores, que analizamos con más detalle a continuación, han motivado nuestra reevaluación a la baja del marco regulatorio de Chile a adecuado desde nuestra opinión anterior de fuerte/adecuado. Esta revisión ahora alinea el marco de Chile con el de Brasil, donde el ciclo de revisión de tarifas para las líneas de transmisión se implementó sin grandes retrasos, y donde los fondos durante la pandemia y la sequía de 2021 se desembolsaron más rápido que los de la titulación del MPC.

Finalmente, el ambicioso plan de descarbonización de Chile, que pretende cerrar todas las plantas de carbón en 2025, se ha visto afectado por el recorte de la transmisión (*curtailment*), dado que considera que podría poner en peligro la seguridad de la red. También hemos visto retrasos en la concesión de permisos para construir nueva infraestructura de transmisión. El *curtailment* provocó fluctuaciones significativas en los precios *spot* dependiendo del punto de entrega de la energía y del punto de extracción (el "efecto de desacoplamiento") y variaciones de los precios *spot* entre el día y la noche, considerando la cantidad de nuevos proyectos solares que se conectaron a la red. Consideramos que el *curtailment* solo terminará una vez que se complete en 2030 la construcción de la gran línea de transmisión Kimal-Aguirre, que conecta las regiones Norte (donde se ubica la mayor parte de la nueva capacidad renovable) y Centro (responsable de la mayor parte del consumo de energía). Además, podría ser necesaria una reforma energética para establecer un nuevo marco para el orden de despacho (considerando una mayor generación a partir de fuentes de energía renovables no convencionales) y la inclusión de baterías de gran tamaño. Aun así, dado que Chile fue el primer país de la región en implementar pagos por capacidad para baterías, el país está liderando el desarrollo de baterías de gran tamaño en la región.

Establecimiento de tarifas y estabilidad financiera. El gobierno congeló las tarifas de la electricidad, inicialmente como respuesta al descontento social de 2019, seguido por el *shock* económico inducido por la pandemia en 2020 y el aumento de los precios de la energía en 2022-2023 como resultado de la grave sequía, la volatilidad de los precios del gas y el efecto del *curtailment*. El gobierno levantó el congelamiento en julio de 2024 al aumentar las tarifas de energía para los usuarios finales en casi 60%, y no se descartan aumentos adicionales.

Para compensar la caída en los flujos de caja de las gencos, el gobierno promulgó la Ley del Mecanismo de Protección al Cliente y con el apoyo de la Corporación Interamericana de Inversiones creó tres programas de bursatilización (US\$1,350 millones bajo la Ley 21,185 [PEC 1], aproximadamente US\$1,000 millones bajo la Ley 21,472 [PEC 2], y US\$1,400 millones bajo la Ley 21,667 [PEC 3]) para cubrir las necesidades de capital de trabajo. Tales necesidades de capital de trabajo aumentaron debido al congelamiento de las tarifas, mientras que los costos de insumos como el gas natural y el carbón expusieron a las empresas generadoras a la volatilidad de las materias primas. Si bien consideramos que el mecanismo de compensación financiera es favorable desde un punto de vista crediticio, el desembolso de los tres programas no lo ha sido, ya que tomó más de un año para que cada uno fuera estructurado, aprobado y desembolsado. Estas demoras han provocado que las empresas generadoras independientes de menor tamaño

entren en dificultades financieras y han motivado algunas acciones de calificación, incluidos algunos incumplimientos.

Además, hemos visto retrasos constantes en los ciclos de revisión de tarifas para las líneas de transmisión. Por ejemplo, se espera que el ciclo de revisión 2024-2027 entre en vigor en el primer semestre de 2025 o aún más tarde en el año. Los retrasos se deben al extenso proceso administrativo, que incluye revisiones técnicas, la consulta pública y el decreto final aprobado por el Ministerio. Aunque el proceso es transparente, estos retrasos erosionan la previsibilidad de los flujos de efectivo de las entidades.

Estabilidad regulatoria. A pesar de los recientes cambios adversos mencionados anteriormente, en nuestra opinión, el marco regulatorio chileno sigue siendo estable y transparente, y los contratos se respetan debidamente o los cambios se compensan financiera o económicamente hasta el momento. Continuaremos monitoreando los cambios regulatorios propuestos por el gobierno de Chile. Independientemente de estas propuestas, esperamos que cualquier potencial modificación venga acompañada de compensaciones y de un periodo de transición compatible con inversiones y financiamientos de largo plazo, de manera que los potenciales cambios no obstaculicen la operación de los proyectos o de aquellos que se encuentran en niveles avanzados de construcción. Además, la reforma constitucional de 2022 no se aprobó, lo que a nuestro juicio dificultaba la ejecución de las inversiones necesarias para incorporar las tendencias en evolución (como *curtailment*, el desacoplamiento, el cambio climático, entre otras) y los objetivos de transición energética de Chile.

Independencia regulatoria. La CNE, el regulador chileno del sector de energía, es considerada como muy independiente por los participantes del mercado. Sus funciones incluyen las siguientes:

- Analizar la estructura y el nivel de los precios y las tarifas de bienes y servicios de energía.
- Establecer las normas técnicas y de calidad necesarias para el funcionamiento y operación de las instalaciones eléctricas.
- Dar seguimiento a la situación actual, y proyectar anticipadamente el funcionamiento del sector energético y proponer al Ministerio de Minas y Energía (MME) las normas legales y regulatorias necesarias.
- Asesorar al MME en los asuntos relacionados con el sector energético para impulsar su desarrollo.

Colombia

Eventos futuros. Hasta ahora, los intentos del presidente Petro de imponer cambios al marco del sector eléctrico no han tenido éxito. Sin embargo, el gobierno ha detenido nuevos proyectos hidroeléctricos y reducido las inversiones en capacidad a base de combustibles fósiles, lo que puede representar un riesgo para la confiabilidad del sistema eléctrico en el futuro.

Además, los retrasos en el otorgamiento de licencias y la falta de certeza jurídica e institucional para los proyectos no convencionales, sumados a la necesidad de que la transmisión integre energía al Sistema Interconectado Nacional en los últimos años, son inquietudes adicionales. Muchos de los nuevos desarrolladores de energía solar, que ganaron la licitación de energía renovable de octubre de 2021, tuvieron que cancelar sus contratos de suministro de energía a largo plazo porque no se construyeron las líneas de transmisión necesarias para permitir la entrega de energía a las áreas de consumo.

Está en trámite un nuevo proyecto de ley sobre servicios públicos que podría cambiar el marco para los servicios de electricidad y agua. Esto, aunado a la ausencia de construcción de nuevas líneas de transmisión, puede obstaculizar la construcción de nuevos proyectos.

Establecimiento de tarifas y estabilidad financiera. Continuamos considerando que el regulador busca garantizar que todos los participantes puedan cubrir sus costos en su totalidad, y con márgenes que compensen sus inversiones o los riesgos que implica la actividad. Sin embargo, el sector eléctrico colombiano ha experimentado una serie de cambios en su esquema de remuneración en los últimos dos años, debido a inquietudes en torno a la de accesibilidad económica para el usuario final derivadas del mercado *spot* altamente volátil y del fenómeno de El Niño que han aumentado los costos de la energía.

Las regulaciones actuales limitan el incremento máximo del componente de generación, que depende de las características de cada entidad (por ejemplo, podría llegar a ser de 30%). Si bien esta restricción puede afectar la liquidez a corto plazo de las discos, los costos asociados son totalmente recuperables en los meses siguientes. Conforme los precios de la energía se dispararon debido a la sequía en 2023, el gobierno extendió dos líneas de crédito para apoyar la liquidez de los participantes. Además, la CREG, que determina las tarifas para la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, estableció la Resolución 101-028/2023 para abordar el problema del saldo acumulado, la cual:

- Estableció una alternativa para la recuperación de la brecha entre los costos unitarios aplicados y los calculados;
- Proporcionó la seguridad jurídica para la recuperación de saldos, a raíz del fallo del Consejo de Estado que sustenta la obligatoriedad de la opción y del saldo en el mercado comercial, y
- Facilita el financiamiento del saldo de opciones de tarifas a través de tasas de interés diferenciales.

El impacto de estas medidas ha variado entre empresas, lo que influye en su rentabilidad y liquidez en función de su exposición a las fluctuaciones de precios del mercado *spot*. Sin embargo, dada su fuerte posición competitiva, apalancamiento y liquidez, no hubo impacto en la calificación de las entidades calificadas.

Estabilidad regulatoria. En 1994, el gobierno colombiano estableció el marco regulatorio y agencias del sector eléctrico, modificadas por la Ley sobre Energías Renovables (Ley 1,715) en 2014 para promover el desarrollo de proyectos de energía de fuentes renovables no convencionales en el país. El objetivo principal es garantizar la confiabilidad del sistema, eliminar el riesgo de apagones y reducir la dependencia de la generación térmica. El gobierno actual propuso un proyecto de ley para modificar la ley de energía de 2014 mediante la ampliación del servicio público de electricidad y la reducción de tarifas.

Independencia regulatoria. En nuestra opinión, la autonomía de los organismos reguladores se ha debilitado bajo el actual gobierno, dados los cambios operativos y tarifarios mediante una secuencia de decretos del Ministerio de Minas y Energía (MME), la CREG y la Comisión de Regulación de Comunicaciones.

El MME es responsable de definir e implementar las políticas del sector. Los planes de expansión están delegados a la Unidad de Planificación Minero Energética, mientras que la CREG realiza las regulaciones e inspecciones. El Centro Nacional de Despacho controla las actividades de generación y transmisión, de lo cual es responsable XM S.A. E.S.P., una subsidiaria de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. El Sistema de Intercambio Comercial lleva a cabo las transacciones y comercialización mayorista de energía eléctrica, las transacciones del mercado *spot*, y mantiene la información para el Mercado de Energía Mayorista.

México

Eventos futuros. Esperamos que las condiciones y oportunidades del mercado eléctrico mejoren bajo la presidencia de Claudia Sheinbaum, particularmente en lo que respecta a la participación de

los actores privados en el sector de generación y los objetivos de transición energética. Sin embargo, consideramos que el gobierno actual continuará ampliando el rol de la Comisión Federal de Electricidad (CFE; moneda extranjera: BBB/Estable/--; moneda local: BBB+/Estable/--) y de Petróleos Mexicanos (Pemex; moneda extranjera: BBB/Estable/--; moneda local BBB+/Estable/--) en el sector energético, y priorizando las actividades de estas empresas públicas sobre las de los actores privados. Prevemos un alto nivel de continuidad respecto del gobierno anterior en cuanto al papel y la importancia que tienen estas empresas estatales en el sector energético, y esperamos que ambas empresas sigan recibiendo apoyo del gobierno y mantengan su papel crítico en el sector eléctrico. Sin embargo, la CFE tiene un margen financiero limitado para reforzar su capacidad de generación, y necesita invertir en fortalecer la red de transmisión en el país.

Por lo tanto, seguimos siendo cautelosos respecto al desarrollo futuro del sector. Seguiremos de cerca cómo evoluciona la estrategia energética propuesta por el gobierno, como la reciente aprobación de relaciones más estrechas entre el regulador y la Secretaría de Energía, porque la confianza de los inversionistas en el marco regulatorio mexicano se ha debilitado en los últimos años.

Sheinbaum se pronunció durante su campaña en favor de priorizar los combustibles fósiles, pero dar más espacio a la inversión privada en el sector energético y fomentar nueva capacidad de energía de fuentes renovables no convencionales, que añadió un modesto nivel de 4.5 GW entre 2021 y 2023.

El desarrollo de nuevos proyectos de fuentes de energía renovables de gran tamaño será clave para permitir que el sector industrial del país se expanda y se beneficie de las oportunidades de deslocalización (*nearshoring*), pero la empresa de servicios públicos nacional, CFE, podría ser un obstáculo, dado su monopolio sobre la red de distribución, incluidas las redes de líneas de transmisión. Al igual que otros países de la región, México enfrenta restricciones en la transmisión, lo que genera variaciones de precios entre los sistemas y vertidos de energía por parte de las generadoras dependiendo de su ubicación.

Finalmente, las inquietudes sobre el estado de derecho luego de que el Congreso aprobara cambios en el marco judicial, presionan a los inversores en infraestructura. No esperamos cambios ni impacto significativo en el corto plazo, ya que tomará tiempo implementar completamente las enmiendas aprobadas. Por consiguiente, no prevemos acciones de calificación en particular derivadas de estos cambios en el corto plazo.

Establecimiento de tarifas y estabilidad financiera. Continuamos viendo una ejecución satisfactoria del establecimiento de tarifas, operado por la CRE desde 2017. La fórmula para hacerlo tiene dos componentes principales:

- El primero es un componente fijo que incorpora cada segmento de la cadena de valor en la industria eléctrica, tales como los costos de distribución, mantenimiento y operación. Este componente varía dependiendo de la zona geográfica y de las tendencias de consumo.
- El segundo componente es un elemento variable que depende del costo de la generación de electricidad, el cual está estrechamente correlacionado con el costo del combustible utilizado para generar la electricidad.

La CRE publica estas tarifas mensualmente.

Además, la mayoría de las generadoras independientes operan bajo contratos bilaterales con grandes consumidores o bajo acuerdos de autoproducción.

Estabilidad regulatoria. Consideramos que el marco regulatorio de México es menos negativo que hace dos años, ya que el gobierno anterior no logró introducir cambios significativos (y potencialmente adversos) en el sector energético, mientras mantuvo el historial de honrar los contratos. No hubo cambios en el papel de CFE como principal desarrollador de nuevas plantas

térmicas a gas, mientras que la participación del gobierno ha aumentado a través de otros instrumentos, luego de adquirir activos térmicos que anteriormente eran propiedad de Iberdrola. Sin embargo, estos factores no aumentaron la volatilidad de los precios (que siguieron vinculados a la volatilidad natural de la materia prima) y no alteraron la recuperación de los costos y la inversión para los participantes del mercado. México necesitará aumentar su capacidad renovable neta en aproximadamente 32% para 2030 a fin de cumplir sus propios objetivos de transición energética, y esperamos que los inversores privados desplieguen la mayor parte de esta nueva capacidad.

Independencia regulatoria. A finales de diciembre, la presidenta firmó una reforma constitucional para estrechar las relaciones entre el regulador y la Secretaría de Energía. Hasta ahora, el sector energético de México está regulado por la CRE y supervisado por la Secretaría de Energía. La CRE garantiza que las tarifas reflejen los costos de la energía y que el sistema eléctrico nacional funcione de manera eficiente. La Secretaría de Energía desarrolla los planes de largo plazo para el sistema, mientras que el CENACE administra sus operaciones diarias. La Ley de la Industria Eléctrica de 2014 estableció un mercado mayorista para promover la competencia y reducir los costos para los consumidores. Sin embargo, todavía existe cierto nivel de incertidumbre sobre cómo podrían cambiar las operaciones diarias del regulador a medida que la Secretaría de Energía absorba completamente las responsabilidades de la CRE. El Congreso de México aún necesita realizar los ajustes legales correspondientes en el marco regulatorio, lo que se espera suceda en el primer trimestre de 2025.

Perú

Eventos futuros. Perú ha experimentado inestabilidad política desde 2018, debido a las investigaciones de corrupción que derivaron en una sucesión de seis gobiernos y una amplia gama de políticas económicas. Tras la destitución del expresidente Castillo en diciembre de 2022 tras un intento de golpe de Estado, el país vivió inestabilidad durante varios meses. La presidenta Dina Boluarte (vicepresidenta de Castillo), quien se espera termine su mandato en 2026, se ha comprometido con la estabilidad económica y empresarial favorable para los inversionistas privados.

En nuestra opinión, el motor de la economía peruana ha sido la industria minera y esperamos que ésta impulse el crecimiento del consumo de electricidad. El desarrollo de las instalaciones portuarias también indica que está en marcha la generación de capacidad minera adicional, lo que podría ser favorable para las empresas de servicios públicos, tanto en términos de capacidad adicional de generación como de transmisión. Hasta 2016, el mercado eléctrico peruano sufrió un período prolongado de sobreoferta. Si bien el consumo per cápita sigue siendo menos de la mitad del de sus pares en América Latina, la demanda de energía fue impulsada por la expansión del sector minero, por los grandes activos de infraestructura --como la Línea del Metro de Lima y la expansión del Aeropuerto de Lima-- y por el mayor acceso de la población a la electricidad, dadas las limitaciones geográficas del país.

Estimamos que se agregarán 5.5 GW de capacidad entre 2024 y 2028, principalmente energía solar y eólica, a la capacidad instalada existente de 14.3 GW, que consistía principalmente de energía térmica (53%) e hidroeléctrica (37%) a septiembre de 2024. Para tal efecto, el gobierno está proponiendo cambios a la Ley 28,832 para diversificar la matriz energética y facilitar el desarrollo de las fuentes de energía renovables no convencionales. Los cambios incluyen la configuración de franjas horarias para la venta de energía a lo largo del día y la posibilidad (a diferencia de la ley actual) de dividir la oferta entre capacidad y energía vendida en subastas para el segmento regulado. Consideramos que esto debería impulsar el desarrollo de las energías renovables, aunque la aprobación e implementación de la ley puede tardar varios trimestres.

Establecimiento de tarifas y estabilidad financiera. Valoramos positivamente la transparencia y ejecución de los términos contractuales y tarifas reguladas, lo que ha contribuido a la estabilidad de los flujos de caja de los participantes del sector. La regulación de las tarifas de distribución se basa en inversiones eficientes y costos operativos. Las tarifas reguladas de distribución las establece anualmente el OSINERGMIN. Desde 2021, las tarifas reguladas incorporan la parte fija de la estructura de costos de las empresas de servicios públicos junto con la oferta de energía (considerando el pago por capacidad y el costo variable del gas natural) y el reequilibrio de la demanda, lo que ha permitido que los precios *spot* suban por encima de US\$20/MWh desde menos de US\$10/MWh, lo que estaba afectando el atractivo del mercado. Esperamos que los precios *spot* se mantengan en el rango de US\$30/MWh - US\$40/MWh en condiciones hidrológicas normales.

El otorgamiento de concesiones de transmisión depende de la planeación pública y de la operación privada de las redes eléctricas interconectadas. Las tarifas y revisiones de las líneas de transmisión las aprueba el OSINERGMIN cada cuatro a 10 años, dependiendo de la base contractual (Sistema Garantizado de Transmisión y Sistema Complementario de Transmisión), que forman parte del Plan de Transmisión del país (actualizado cada dos años).

Tanto los concesionarios de distribución como los de transmisión operan bajo acceso abierto a la red hasta su capacidad y, a cambio, cobran una tarifa de transmisión que establece la autoridad supervisora o se define con base en un procedimiento competitivo o tarifa regulada.

Estabilidad regulatoria. En nuestra opinión, desde 2018, el marco regulatorio del Perú ha sido estable y transparente a lo largo de los ciclos económicos (como durante la pandemia) y de la inestabilidad política. El marco se estableció en 1992, con el objetivo de minimizar los costos de electricidad para los clientes finales, manteniendo al mismo tiempo el atractivo y una rentabilidad adecuada para los inversores privados. El sector eléctrico peruano está formado por un gran sistema, el Sistema Eléctrico de Interconexión Nacional, que es regulado y revisado por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM). El sistema no permite la integración vertical de las actividades de generación, transmisión y distribución.

Independencia regulatoria. En nuestra opinión, los organismos reguladores han funcionado independientemente de la intervención gubernamental, a diferencia de lo que ocurrió en Chile, por ejemplo. A pesar de la turbulencia política y social en Perú, no hemos visto decisiones gubernamentales que afecten de manera importante el funcionamiento del mercado energético.

Las políticas del sector energético peruano las define el MINEM, que supervisa el desarrollo y la regulación de los recursos energéticos del país. Como parte del MINEM, el OSINERGMIN es responsable de establecer las tarifas de transmisión y distribución.

El COES (administrador del mercado) opera un despacho por orden de mérito considerando costos variables crecientes para cubrir la demanda de energía al menor costo posible (la energía inyectada por los generadores se paga al costo marginal que determina el COES, que establece los precios del mercado *spot*). Por lo tanto, las plantas renovables tienen prioridad de despacho, aquellas con coste variable de generación cero. La Autoridad Nacional del Agua tiene el derecho de desviar el uso del agua cuando los niveles son críticamente bajos.

Características clave de los marcos contractuales de electricidad en América Latina

	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	México	Perú
Población (millones)	45.4	212.6	18.1	49.1	129.2	34.039
Distribución						
Contrato	Contrato de concesión	Contrato de concesión	Contrato de concesión	Autorización de zona de operación	Monopolio de la CFE	Concesión
Plazo (años)	95	30	Sin fecha de vencimiento	--	--	Sin fecha de vencimiento
Ciclo de revisión de tarifas (años)	5	3 a 5	4	5	3	4
Cientes (millones)	16.1*	93.2	1.9	13.9	48.2	8.8
Generación						
Capacidad instalada (GW)	42.9	216.1	24	16.8	93.8	14.3
Composición de la capacidad instalada	59% Térmica, incluyendo ciclo combinado, gas, diesel y carbón. 25% Hidráulica 4% Nuclear 12% Renovable	60.2% Hidráulica 13.5% Eólica 7.2% Solar 7.6% Biomasa 5.4% GLN 1.2% Carbón 4.9% Otros	28% Hidráulica 21% Carbón 19% Gas 12% Diesel 10% Solar 7% Eólica 3% Otros	69% Hidráulica 10% Carbón 10% Gas 7% Diesel 2% Petróleo 3% Otros	39% Ciclo combinado 14% Hidráulica 14% Térmica 8% Eólica 8% Solar 6% Carbón 5% Turbogás 6% Otros	53% Térmica 37% Hidráulica 7% Eólica 3% Solar
Demanda de energía (GWh)	133,900	531,872	67,950	66,548	300,883	58,355
Mercado no regulado	No aplicable dado que toda la energía generada por el sistema se vende a CAMMESA. La excepción será la energía otorgada mediante la tercera ronda del programa RenovAr para fuentes renovables como las establecidas en la comercialización bilateral en ciertas circunstancias.	Desde enero de 2024, todos los consumidores de voltaje medio y alto pueden elegir a su proveedor de energía.	Existe negociación de precios para los clientes que consumen más de 5,000 kW así como para algunos clientes entre 500 y 5,000 kW que optan por esta categoría.	Cientes que tienen una demanda promedio semestral de al menos 0.1 MW o una demanda promedio mensual mínima de 55 MWh durante los seis meses anteriores.	Cientes que consumen al menos 1 MW pueden comprar electricidad en el mercado spot.	Los consumidores con una demanda de energía contratada igual que o mayor a 200 kw se clasifican como "usuarios libres" y, por consiguiente, pueden participar en el mercado no regulado de electricidad. Los precios se determinan mediante acuerdos bilaterales entre el consumidor y la empresa generadora.
Regulado	Precio estacional	Licitación: hasta 35 años	Licitación: 20 años	Licitación: 3-5 años	Licitación: 3 años y 15-20 años para energías limpias	A partir de octubre de 2024, el gobierno busca modificar la Ley No. 28832 para promover licitaciones públicas para PPA regulados de 3, 5, y 15 años.

Marco regulatorio del sector de servicios públicos de América Latina: Señales de interferencia política

	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	México	Perú
Pago con capacidad	Establecido por la Resolución Nacional conforme a la tecnología y tamaño.	Centrales térmicas - contribución durante periodos de sequía.	Contribución para cubrir la demanda máxima.	Contribución de energía de la empresa (licitaciones de energía por al menos 20 años).	Licitaciones de mediano y largo plazo (3-20 años), con tres zonas diferentes para diferenciar las posturas: carga, capacidad y generación.	El pago con capacidad se basa en la Demanda Máxima del Sistema y también los precios difieren dependiendo del tipo de tecnología.
Transmisión						
Contrato	Público - acceso abierto - tarifa regulada. Régimen de monopolio para los operadores de sistemas de transmisión.	Licitación pública	Licitación pública	Licitación pública	Monopolio de la CFE	Licitación pública
Plazo (años)	95	30	Sin fecha de vencimiento	Máximo de 30	--	Máximo de 30

Este reporte no constituye una acción de calificación.

Copyright © 2025 por Standard & Poor's Financial Services LLC. Todos los derechos reservados.

Ningún contenido (incluyendo calificaciones, análisis e información crediticia relacionada, valuaciones, modelos, software u otra aplicación o resultado derivado del mismo) o cualquier parte aquí indicada (Contenido) puede ser modificada, revertida, reproducida o distribuida en forma alguna y/o por medio alguno, ni almacenada en una base de datos o sistema de recuperación de información sin permiso previo por escrito de Standard & Poor's Financial Services LLC o sus filiales (en general, S&P). El Contenido no debe usarse para ningún propósito ilegal o no autorizado. S&P y sus proveedores, así como sus directivos, funcionarios, accionistas, empleados o agentes (en general las Partes de S&P) no garantizan la exactitud, integridad, oportunidad o disponibilidad del Contenido. Las Partes de S&P no son responsables de errores u omisiones (por descuido o alguna otra razón), independientemente de su causa, de los resultados obtenidos a partir del uso del Contenido o de la seguridad o mantenimiento de cualquier información ingresada por el usuario. El Contenido se ofrece sobre una base "como está". LAS PARTES DE S&P DENIEGAN TODAS Y CUALQUIER GARANTÍAS EXPLÍCITAS O IMPLÍCITAS, INCLUYENDO, PERO SIN LIMITACIÓN DE, CUALESQUIER GARANTÍA DE COMERCIALIZACIÓN O ADECUACIÓN PARA UN PROPÓSITO O USO EN PARTICULAR, DE AUSENCIA DE DEFECTOS, DE ERRORES O DEFECTOS EN EL SOFTWARE, DE INTERRUPCIÓN EN EL FUNCIONAMIENTO DEL CONTENIDO O DE OPERACIÓN DEL CONTENIDO CON CUALQUIER CONFIGURACIÓN DE SOFTWARE O HARDWARE. En ningún caso, las Partes de S&P serán sujetos de demanda por terceros derivada de daños, costos, gastos, honorarios legales o pérdidas (incluyendo, sin limitación, pérdidas de ingresos o de ganancias y costos de oportunidad o pérdidas causadas por negligencia) directos, indirectos, incidentales, punitivos, compensatorios, ejemplares, especiales o consecuenciales en conexión con cualquier uso del Contenido incluso si se advirtió de la posibilidad de tales daños.

Los análisis crediticios relacionados y otros estudios, incluyendo las calificaciones, y las declaraciones en el Contenido son opiniones a la fecha en que se expresan y no declaraciones de hecho. Las opiniones, análisis y decisiones de reconocimiento de calificaciones (descrito abajo) no son recomendaciones para comprar, mantener o vender ningún instrumento o para tomar decisión de inversión alguna y no se refieren a la conveniencia de ningún instrumento o título-valor. S&P no asume obligación para actualizar el Contenido tras su publicación en cualquier forma o formato. No debe dependerse del Contenido y éste no es sustituto de la capacidad, juicio y experiencia del usuario, de su administración, empleados, asesores y/o clientes al realizar inversiones y tomar otras decisiones de negocio. S&P no actúa como fiduciario o asesor de inversiones excepto donde está registrado como tal. Aunque S&P ha obtenido información de fuentes que considera confiables, no realiza actividad de auditoría ni asume la tarea de revisión o verificación independiente de la información que recibe. Las publicaciones relacionadas con calificaciones pueden publicarse por diversas razones que no dependen necesariamente de una acción por parte de los comités de calificación, incluyendo, pero sin limitarse, a la publicación de una actualización periódica de una calificación crediticia y análisis relacionados.

En la medida en que las autoridades regulatorias permitan a una agencia calificadora reconocer en una jurisdicción una calificación asignada en otra jurisdicción para ciertos propósitos regulatorios, S&P se reserva el derecho de asignar, retirar o suspender tal reconocimiento en cualquier momento y a su sola discreción. Las Partes de S&P no asumen ningún deber u obligación derivado de la asignación, retiro o suspensión de tal reconocimiento, así como cualquier responsabilidad respecto de daños en los que presuntamente se incurra como resultado de ello.

S&P mantiene algunas actividades de sus unidades de negocios independientes entre sí a fin de preservar la independencia y objetividad de sus respectivas actividades. Como resultado de ello, algunas unidades de negocio de S&P podrían tener información que no está disponible a otras de sus unidades de negocios. S&P ha establecido políticas y procedimientos para mantener la confidencialidad de la información no pública recibida en conexión con cada uno de los procesos analíticos.

S&P recibe un honorario por sus servicios de calificación y por sus análisis, normalmente de parte de los emisores de los títulos o por suscriptores de los mismos o por los deudores. S&P se reserva el derecho de disseminar sus opiniones y análisis. Las calificaciones y análisis públicos de S&P están disponibles en sus sitios web, www.spglobal.com/ratings/es/ (gratuitos) y en www.ratingsdirect.com (por suscripción) y podrían distribuirse por otros medios, incluyendo las publicaciones de S&P y por redistribuidores externos. Información adicional sobre los honorarios por servicios de calificación está disponible en www.spglobal.com/usratingsfees.

STANDARD & POOR'S, S&P y RATINGSDIRECT son marcas registradas de Standard & Poor's Financial Services LLC.