

RESUMEN EJECUTIVO DSO BRIEF

EL PROCESO DE PRÓRROGA DE CONCESIONES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ANÁLISIS DEL CASO BRASILEÑO DESDE LA PERSPECTIVA
DE LOS PAÍSES LATINOAMERICANOS





AUTORES Y COLABORADORES:

David Felipe Acosta Correa, Alessandra Genu Dutra Amaral, Roberto Cajamarca, Sandra Marcela Quijano López, Andrea Perez, Romina Aguillar, Lucía González, Larissa Cunha, Horacio Nadra, Claudio Bulacio, Gastón Blanquet, Hilario Bistoletti, Edgardo Volosín, María José Pérez Vanmorlegan, Jose Luis Marinelli, Luiz Felipe Falcone De Souza, Lucas Noura De Moraes Rego Guimarães, Fabiano Carvalho da Rosa, Talita Darwiche, Guilherme Lencastre, Anna Paula Pacheco, Aldo de Jesus Pessanha, Vanderlei Martins, Cristiano De Lima Logrado, Enio da Cunha Leal, Francisco Mualim, Víctor Alejandro Tavera, Pablo Antonio Jofré, Daniel Ignacio Gómez Sagner, Patricio Molina, Gina Constanza Pastrana Silva, Yohana Galvis Silva, Patricio Quituisaca, Vicente Barrera, Sergio Zambrano, Lissette Barrios Pinzón, Dimas Carranza, Mónica Cataldo, Jorge Ponce, Javier Alexander Muro Rosado, Giancarlo Pérez Salinas, Walter Sciutto Brattoli, Ernesto San Miguel Lynch.

Fecha:
Mayo de 2024





La actividad de distribución eléctrica se enfrenta al desafío de satisfacer la creciente electrificación y la incorporación de recursos energéticos distribuidos. El diseño de los modelos contractuales debe promover la calidad en el suministro, la satisfacción del consumidor, el equilibrio económico-financiero y el desarrollo sostenible del sector, además de la flexibilidad necesaria para la evolución y adaptación a los desafíos de la transición energética.

A partir de 2025, llegarán a término los contratos de 20 concesiones de distribución eléctrica de Brasil, pertenecientes a empresas que fueron privatizadas después de 1995. Existe una previsión legal y contractual respecto a la posibilidad de prórroga de estos contratos, a criterio del Ministerio de Minas y Energía (MME), una vez verificado el cumplimiento del servicio adecuado.

Para contribuir al debate en curso en Brasil acerca del modelo a aplicar en el proceso de renovación de las concesiones, este documento describe al-

gunos modelos regulatorios de distribución existentes en América Latina y Europa.

En los mercados de electricidad en América Latina se encuentran patrones de similitud en relación con el modelo organizacional del sector eléctrico. En el caso de las actividades de distribución, desde la apertura a capitales privados en las décadas de 1980 y 1990, se han celebrado contratos para la explotación de concesiones, considerando la capacidad del agente privado para realizar inversiones, operar instalaciones y proporcionar servicios de calidad.

Se observa que varios países no adoptan un plazo para la prestación del servicio de distribución eléctrica (Chile, Colombia y Perú) o, cuando lo hacen, el período de vigencia es considerablemente largo (Argentina y Guatemala), precisamente porque los precios están continuamente regulados y la calidad del servicio es permanentemente observada y evaluada.

Tabla 1. Visión Estratégica de la Prórroga del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica en los países miembros de ADELAT.

EVALUACIÓN ESTRATÉGICA		ARGENTINA	BRASIL	CHILE	COLOMBIA		ECUADOR	GUATEMALA	PERÚ
Modelo de Contratación		Concesión	Concesión	Concesión	Autorización	Autorización	Autorización	Autorización	Concesión
	Plazo y Duración	95 años	30 años	Plazo indeterminado en las antiguas concesiones y temporal en las nuevas operadoras	Plazo indeterminado	Plazo de vigencia establecido en el título de habilitación	50 años		Plazo indeterminado
Condiciones de Prórroga		Se establece un período de gestión cada 10 años (actualmente suspendido).	Puede ser prorrogado por 30 años más	No se aplica a las antiguas concesiones y no hay previsión de prórroga para las nuevas operadoras	No hay previsión contractual, ya que el plazo es indeterminado	Puede ser prorrogado si es conveniente para el interés del Estado	No hay previsión de prórroga		No hay previsión contractual, ya que el plazo es indeterminado
	Obligaciones Contractuales	Aplicación de tarifas reguladas, calidad, atención al consumidor.	Aplicación de tarifas reguladas, Calidad, Seguridad, Control Patrimonial, Atención al Consumidor	Aplicación de tarifas reguladas, calidad, acceso a terceros, plan de inversión, atención al consumidor.	Aplicación de tarifas reguladas de plazo indeterminado, calidad, plan de inversión, atención al consumidor, prevención de pérdidas de energía.	Aplicación de tarifas reguladas, expansión del sistema, calidad, atención al consumidor.	Aplicación de tarifas reguladas, calidad, mantenimiento del sistema, acceso a terceros.		Aplicación de tarifas reguladas, expansión y mantenimiento del sistema, calidad, atención al consumidor, acceso a terceros.
Suspensión Contractual		Cuando las penalidades anuales superen el 20% de los ingresos anuales del distribuidor	Cuando no cumpla con los requisitos de calidad y gestión económica-financiera	Cuando no se realicen 2/3 de las obras del plan de inversiones	En general, cuando no cumpla con los requisitos de conformidad regulatoria	Casos previstos según LOSPEE - "Extinción de la autorización de operación"	Cuando las multas anuales superen en un 20% el ingreso anual, si la distribuidora niega el permiso de acceso a terceros, si se verifica una mala calidad del servicio, o por acuerdo mutuo		Cuando no se cumplan los requisitos de calidad, el suministro de la demanda regulada o el pago a los generadores al finalizar la concesión.
	Remuneración Indemnizatoria de los Activos	A través de la venta de las acciones mayoritarias deducidas de las deudas.	Mediante el cálculo de la Base de Remuneración Regulatoria Neta (no depreciados)	Mediante el cálculo de la Base de Remuneración Regulatoria Neta	Mediante el cálculo de la Base de Remuneración Regulatoria Neta	No se prevé indemnización debido a que se trata del propio Estado	Por medio de la valoración de los activos subastados deducidos de los costos incurridos.		Se valorizan los activos subastados, a los que se restan los costos incurridos para mantener la operación.



1.1. ARGENTINA

Desde 1992, la distribución de electricidad se realiza a través de concesiones públicas, válidas por 95 años, aplicándose el mismo período sin distinción entre las distribuidoras. Sin embargo, la duración de la concesión puede dividirse en varios períodos de gestión: el primero de 15 años y los siguientes de 10 años cada uno. Solo al final de cada período puede producirse un cambio en el control accionario de la distribuidora, previa autorización del Poder Concedente. Sin embargo, debido a la situación macroeconómica y a diversas regulaciones de emergencia, este mecanismo se encuentra suspendido.

El contrato puede prorrogarse una sola vez por 10 años por solicitud de la distribuidora, al menos 18 meses antes de la fecha de vencimiento. Después de los 10 años de prórroga, se lleva a cabo una nueva licitación, en la que: (i) el regulador indican las disposiciones tarifarias que se aplicarán durante los próximos 5 años, (ii) el actual responsable de la distribución puede participar en la nueva licitación, y (iii) el regulador designa durante un período de dos años, un año antes y un año después de la licitación, a un supervisor responsable de garantizar los flujos de información en el proceso de licitación y transferencia de activos.

Cuando un nuevo proponente gane la licitación, el actual operador recibirá una compensación por los activos por parte del nuevo concesionario. Como las acciones mayoritarias de la distribuidora tienen una garantía a favor del Estado, este procede a la ejecución de la garantía y a la venta de esas acciones, y el valor obtenido se deducirá de las deudas de la concesionaria. La rescisión del contrato de concesión es posible cuando el monto total de las penalidades anuales supere el 20% de los ingresos anuales.



1.2. CHILE

Desde 1988, la distribución de electricidad opera bajo el modelo de concesión pública, pudiendo asignarse nuevas concesiones sobre zonas ya concedidas a una empresa. El período suele ser indefinido, por lo que no hay términos de prórroga, pero la ley también permite implementar concesiones temporales. La concesionaria puede transferir el contrato a terceros previa autorización del Ministerio de Energía y de la Comisión Nacional de Energía, si se demuestra una eficiencia económica en el proceso de venta sin afectar la tarifa de los consumidores.

La concesión puede ser revocada si la concesionaria no cumple con lo establecido en el contrato,

o no realizan al menos las dos terceras partes de las obras del Plan de Inversión, dentro del plazo establecido, excluyendo casos de fuerza mayor y circunstancias accidentales. También puede ser revocada en caso de incumplimiento de la calidad del servicio, sin perjuicio del derecho del concesionario a solicitar un plazo para su regularización. Por último, la concesión puede ser revocada si, dentro de los 6 meses posteriores a la transferencia de activos, el nuevo concesionario no cumple con la Ley General.

En los casos de rescisión contractual, el Poder Concedente debe identificar quién ejecutará provisionalmente el servicio, y en caso de retiro de la concesión, el Presidente de la República lanzará una nueva licitación para la adjudicación del servicio en la que se define un Plan de Inversiones. Para participar en la licitación, las empresas deben depositar una fianza garantía, que no podrá ser inferior al 10% del valor de los bienes y derechos que se adquirirán.

Del monto obtenido por la adjudicación, se deducirán los costos incurridos y el saldo se destinará al antiguo concesionario.



1.3. COLOMBIA

El servicio de distribución de electricidad no se realiza en régimen de concesión, por lo que no hay un procedimiento de adjudicación. Las empresas, de propiedad privada o estatal, concurren a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) que, en cada caso, autoriza por resolución a la distribuidora para aplicar cargos de distribución al mercado de comercialización en el que opera. Estas resoluciones se sustentan en una metodología general de remuneración de la actividad de distribución que se revisa cada cinco años.

No existen condiciones de prórroga ni suspensión contractual, pues la vigencia se mantiene mientras la empresa opere activos de distribución dentro del mercado de comercialización.

Existen esquemas de incentivos positivos y negativos, a través de la tarifa de prestación del servicio, para promover la realización de inversiones y la mejora de los indicadores de calidad del servicio. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios ejerce la vigilancia y control de la calidad del servicio, y puede intervenir a las empresas que lo prestan.



1.4. ECUADOR

El régimen de operación de la distribución eléctrica depende de las características de cada empresa. Para las empresas públicas y mixtas, se aplica una autorización de operación otorgada por el Ministerio de Energía y Minas, mientras que para las empresas privadas y de economía popular y solidaria, se debe aplicar un contrato de concesión. Dado que, en la actualidad, solo existen empresas públicas que poseen los títulos habilitantes otorgados por el Poder Concedente, la actualización de sus respectivas autorizaciones de operación es gestionada por el Poder Concedente sin urgencia, de modo que su falta de actualización no afecta la operación de la distribuidora.

Es obligación de cada distribuidora ampliar el sistema en su área geográfica exclusiva, de acuerdo con la planificación del Ministerio de Energía y Minas. También debe cumplir con niveles de calidad de acuerdo con la regulación de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARCERN-NR).

La autorización de operación puede ser termi-

nada por vencimiento, acuerdo mutuo, renuncia, disolución, liquidación o quiebra del titular, entre otros motivos. El Ministerio también podrá declarar la caducidad por no realizar las inversiones previstas en la autorización de operación de manera injustificada. En estos casos no se prevé ninguna indemnización al concesionario, ya que se trata del propio Estado.

1.5. GUATEMALA

La distribución de electricidad se realiza a través de una autorización concedida por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) que posteriormente se formaliza en un contrato celebrado por las partes, y que no puede exceder el plazo de cincuenta (50) años, ni tener carácter de exclusividad, de modo que terceros puedan competir con el adjudicatario en el mismo servicio.

La actividad de distribución eléctrica en Guatemala se realiza a través de tres grandes distribuidoras de capital privado y 16 pequeñas empresas municipales. Para las primeras, el Ministerio concedió la autorización en 1998 con el objetivo de desincorporarlas del Estado.

La rescisión del contrato de autorización es posible cuando las penalidades exceden el 20% de los ingresos, o cuando existan evidencias de que se está prestando un servicio inadecuado, lo cual deberá ser verificado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, entre otras causales. En caso de terminación de la autorización, la distribuidora garantizará la continuidad del servicio, y el Ministerio tendrá el derecho de poseerla temporalmente hasta que los derechos y bienes de la autorización sean subastados. El valor obtenido en la subasta se deducirá de los gastos incurridos y de las sumas pendientes de pago por parte de la distribuidora. El saldo será entregado a la distribuidora, que se compromete a no oponerse a la subasta pública.

1.6. PERÚ

La distribución de electricidad se realiza mediante un régimen de "concesiones definitivas" que se otorgan por tiempo indeterminado, sujeto al cumplimiento de las obligaciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas. Por tanto, no se prevén condiciones de prórroga de la operación.

La caducidad de la concesión ocurre, entre otras razones, cuando no se cumplen los estándares de calidad establecidos en el contrato, cuando no se garantiza la demanda de los usuarios regulados para los próximos 24 meses, o por falta de pago a las empresas generadoras por el suministro de energía. En caso de incurrir en estas causales, la caducidad de la concesión es sancionada mediante Resolución del Ministro de Energía y Minas, y se realiza la intervención administrativa provisional de la concesión para garantizar la continuidad de la operación.

Cuando la concesión caduca, los activos de la distribuidora se licitan a través de una subasta pública. Del valor obtenido en la subasta, se deducen los gastos incurridos para mantener la operatividad de la concesión y el saldo restante se entrega al concesionario anterior.



1.7. EUROPA

A pesar de que las disposiciones comunitarias no imponen la aplicación de un sistema de concesiones para el sistema de distribución ni la aplicación de procedimientos de licitación pública para su asignación, el modelo más extendido en Europa es el de concesiones/autorizaciones sin vencimiento o con opción de renovación, en las que un DSO tiene presencia en la mayor parte del territorio nacional. Los modelos sin vencimiento son utilizados en España, Grecia, Reino Unido, Croacia, Finlandia, Austria; mientras que la opción de renovación es implementada en Francia, Portugal, Suecia y Rumanía.

Las condiciones de duración o estructura del régimen de concesiones han tenido modificaciones en algunos países. En Francia, los contratos de concesión se han renegociado, logrando

su consolidación y extensión de la duración, que actualmente oscila entre 20 y 30 años y, en el caso de París, se han implementado condiciones de prórroga asociadas con objetivos climáticos y de transición energética, en el contexto de promoción de una transición más rápida, más local y más equitativa, y de aumento de la resiliencia de la red eléctrica. En Portugal hay una concesión única a nivel nacional para la media y alta tensión que, en 2009, fue prorrogada hasta 2044.

02 _____

CONCESIONES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y CASOS DE PRÓRROGA APLICADOS EN BRASIL

Actualmente existen dos grupos de concesiones de distribución en Brasil:

(i) El primer grupo, compuesto por empresas estatales y privadas de pequeño tamaño, tuvo una prórroga de su contrato de concesión por 20 años en 1995, que fue renovada por otros 30 años en 2015. En ambos casos, la prórroga se realizó sin contrapartida financiera, solo se exigía el cumplimiento de las cláusulas económico-financieras y de calidad.

(ii) El segundo grupo incluye a las empresas que fueron privatizadas mediante subastas realizadas entre 1995 y 2001, con un plazo de contrato de 30 años. Para estas empresas, la adquisición del derecho de explotación de la concesión se realizó a través de licitación.

A partir de 2025, vencen los contratos de 20 concesiones del segundo grupo. Por ello, en 2023, el MME inició el proceso de establecimiento de las directrices para la prórroga de estas concesiones. Las distribuidoras en cuestión y otros agentes del sector han registrado posiciones particulares y reservas sobre la propuesta, de la que se destacan los siguientes elementos.

2.1. CRITERIOS MÍNIMOS PARA LA PRÓRROGA DE LAS CONCESIONES

Hay dos criterios presentados por el MME para viabilizar la prórroga de la concesión. El primero se refiere a la calidad del suministro basado en indicadores de frecuencia y duración media de las interrupciones (FECi y DECi). El segundo se refiere a la eficiencia de la gestión económico-financiera de la concesión (EBITDA mayor que la suma de QRR - Cuota de Reintegración Regulatoria e Intereses de la Deuda). Estos criterios, además de estar incluidos en la regulación, ya han sido incorporados en los contratos de concesión celebrados a partir de 2015, y permiten una evaluación objetiva por parte del Poder Concedente, contribuyendo así a un ambiente de seguridad jurídica y previsibilidad del sector, así como a la equidad entre las empresas de distribución.

En cuanto a la calidad, no hay grandes controversias en la ANEEL, lo que demuestra que esta norma ha desempeñado adecuadamente su papel. Sin embargo, las discusiones y cuestionamientos en torno a los indicadores económicos y financieros indican que estos pueden dar una visión inadecuada de la condición de la concesión, por lo que las condiciones económico-financieras destinadas al monitoreo de la sostenibilidad de la concesión deben contemplar ajustes en su cálculo.

El MME también propone que el no cumplimiento de los criterios mínimos no sea impedimento para la prórroga de la concesión, pero que se exija al concesionario en caso de incumplimiento (i) un plan de recuperación y corrección de las fallas y transgresiones aprobado por la ANEEL; o

(ii) el cambio del control societario, para el cual el nuevo controlador deberá demostrar “capacidad técnica en gestión de concesiones de distribución”. La propuesta del Ministerio permite la adaptación por parte de la concesionaria interesada en la prórroga, pero falla al no incluir de manera clara estos criterios en las directrices para el análisis de las condiciones mínimas para la prórroga.

2.2. CONTRAPARTIDAS SOCIALES Y LOS RECURSOS FINANCIEROS VINCULADOS

El MME recomienda que la prórroga de las concesiones se acompañe de inversiones en eficiencia energética y modernización de las redes de distribución. Las inversiones deben realizarse de acuerdo con un Plan de Inversiones elaborado por la concesionaria y aprobado por el MME, tomando como guía la realidad regional de cada concesión, en áreas como: (i) Programas de eficiencia energética en edificios públicos; (ii) Eficiencia energética en áreas de la concesión con alto nivel de pérdidas no técnicas; (iii) Promoción del desarrollo económico y social de poblaciones vulnerables a través de acciones exclusivas del sector eléctrico; (iv) Paneles solares para reducir los costos de energía de cisternas y pozos artesanales en comunidades con escasez de agua; y (v) Refuerzo de la red de distribución en una región determinada, con impacto en el aumento del consumo de energía eléctrica.

En relación con las fuentes de recursos para las contrapartidas sociales, el MME presentó inicialmente cuatro posibilidades: (i) Excedente económico de las concesionarias; (ii) Recursos destinados a programas de eficiencia energética; (iii) Otros ingresos por actividades accesorias complementarias y de multas impuestas por las

distribuidoras por exceso de demanda y energía reactiva; y (iv) Excedentes del costo regulatorio de capital debido a beneficios fiscales concedidos a ciertas regiones.

Después de una revisión, mediante la NT 19 el MME excluyó el excedente económico y el excedente del costo regulatorio de capital debido a beneficios fiscales, reconoció como inadecuado cobrar contrapartidas basadas en estas fuentes de recursos.

2.3. DIGITALIZACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LAS REDES

El MME, enfatiza en la digitalización de las redes como a un aspecto a considerar en el proceso de prórroga de las concesiones. Sin embargo, este tema merece una discusión separada y detallada sobre sus directrices, y sus efectos deben percibirse de manera equitativa y uniforme en todas las concesiones, y no solo en una parte de ellas.

A través de la NT 19, el MME incluye una directriz que permite la posibilidad de diferenciar la estructura tarifaria, según criterios técnicos, de ubicación, calidad y geográficos. Las disparidades significativas entre concesiones e igualmente dentro de una misma área de concesión reflejan necesidades diferenciadas en el sector de distribución. Por lo tanto, es necesario considerar las realidades regionales y las demandas más urgentes de cada concesión ante la escasez de recursos para una demanda intensiva de inversiones. Las concesiones más maduras demandan menos inversiones en expansión y tienen un mayor espacio para la modernización y digitalización de las redes, en cambio, las concesiones en fase de desarrollo necesitan mayores de inversiones en expansión, normalmente con costos crecientes.

En este sentido, el nuevo papel a desempeñar por las distribuidoras en el contexto de la transición energética requiere que (i) la regulación se ajuste de manera oportuna con incentivos adecuados a los cambios previstos, conciliando la moderación tarifaria, la mejora de la calidad y el equilibrio económico-financiero; y que (ii) el poder concedente otorgue una mayor flexibilidad en los instrumentos contractuales para que la regulación pueda adaptarse a los cambios tecnológicos. Se requiere un modelo regulatorio capaz de abarcar las diversas realidades del país, fomentando la modernización y digitalización de las redes, y basado en la racionalidad económica en el uso de los recursos.

2.4. REMUNERACIÓN DE LAS INVERSIONES EN TECNOLOGÍAS

El MME propone incentivar las inversiones en modernización de redes y servicios. Ante los desafíos del futuro, es fundamental una discusión amplia y coordinada con la sociedad sobre las posibilidades y caminos que mejor se adapten a las realidades de Brasil. Las transformaciones en curso requieren incentivos que aseguren la realización de inversiones a largo plazo en infraestructura y, por consiguiente, requieren un tratamiento regulatorio específico que resulte de un proceso de revisión continuo, que no afecte el plazo definido para la prórroga de las concesiones próximas a vencer.

Una vez garantizada la continuidad de las concesiones, las distribuidoras tendrán disponibilidad y seguridad para considerar nuevos modelos de negocio y, así, dar los próximos pasos en la definición de su papel en el sector eléctrico del futuro. Es fundamental que las necesidades de inversión se asignen adecuadamente en el tiem-

po, de modo que su reconocimiento y remuneración sean suficientes y oportunas para garantizar la modernización de las redes, de manera sostenible para los negocios y en equilibrio con las necesidades de los clientes.

El modelo regulatorio brasileño, basado en la regulación por incentivos, ha permitido la mejora de los indicadores de calidad, la expansión de los sistemas, la universalización del servicio y, al mismo tiempo, ha permitido que las ganancias de productividad se trasladen a los consumidores, creando un ciclo virtuoso: el aumento de la eficiencia de las empresas se revierte en beneficio de los consumidores a través de tarifas justas que permiten continuar el ciclo de inversiones para mantener la cobertura, confiabilidad y estándares de calidad adecuados.

En los procesos de prórroga de los contratos, la inestabilidad de las reglas y criterios de aplicación puede afectar la eficiencia de las negociaciones y los impactos de las decisiones de los entes públicos en el sector eléctrico y en los agentes económicos. El interés público debe guiar la discusión sobre el mejor mecanismo a aplicar, ya sea para los contratos con fecha de vencimiento o para aquellos que tiene plazo indeterminado. En el caso brasileño, cumpliendo con los requisitos de calidad y sostenibilidad económico-financiera, la prórroga se presenta como la alternativa que mejor sirve al interés público, ya que evita la interrupción o deterioro en la prestación del servicio y los riesgos de frustración en posibles licitaciones.

