



Funcionamiento y regulación de empresas de electricidad en Perú, Colombia, Argentina, España, Francia y Australia

Análisis comparado

Autor

Nicolás García Bernal

Email: ngarcia@bcn.cl

Tel.: (562) 2270 1778

Samuel Argüello Verbanaz

Email: sarguello@bcn.cl

Tel.: +56 322263188

Nº SUP: 126683

Resumen

El presente documento tiene como objetivo abordar el funcionamiento y regulación de empresas de electricidad en Perú, Colombia, Argentina, España, Francia y Australia. Específicamente, para cada país se hace referencia al segmento de distribución y su modelo de regulación, tarificación y rentabilidad.

La distribución de electricidad en el Perú - donde participan empresas públicas y privadas - se regula cada cuatro años mediante una empresa modelo eficiente que remunera vía Valor Agregado de Distribución (VAD y una tasa de rentabilidad equivalente al 12%). Se realiza una verificación de rentabilidad por grupos de concesionarios, lo que implica que la tarifa se ajuste y sitúe en un rango que permita una tasa interna de retorno entre el 8% y 16%.

En Colombia la Comisión de Regulación de Energía y Gas define costos, tarifas y rentabilidad. El 2019 fijó tasa de retorno para ingreso máximo equivalente a 11,79% para 2019; 11,64% en 2020; 11,50% en 2021 y 11,36% para 2022 y años siguientes. La Ley 143/1994 establece que pueden participar agentes económicos, públicos, privados o mixtos.

En Argentina la distribución puede ser ejercida por empresas privadas, cooperativas y excepcionalmente estatales. La tarificación establece valores máximos por un periodo de cinco años, siendo equivalente a la suma del costo de adquisición de la energía en el mercado mayorista y el costo propio de la distribución. La ley 24.065 indica que las tarifas deben posibilitar una tasa razonable de tasa de rentabilidad para empresas que operen eficientemente.

El cálculo de la tasa de rentabilidad de las empresas de transmisión y distribución en España, Francia y Australia se basa en el modelo de retribución basado en el costo medio ponderado del capital (WACC por las siglas de la expresión inglesa weighted average cost of capital). En lo fundamental es la suma ponderada de los respectivos costos de los fondos propios y de la deuda. Así, el WACC refleja el costo de la deuda y la rentabilidad exigida por los accionistas, que proveen capital a través de los fondos propios. En cada país hay diferencias en cuanto al cálculo en base a esta metodología.

En España y Francia en el sector de transmisión hay una sola empresa en la que el Estado tiene participación en la propiedad. En los sectores de generación, distribución y comercialización en España las empresas son en general privadas. En Francia EDF, una empresa estatal, tiene una posición destacada en el sector. En Australia ha habido un proceso amplio de privatizaciones desde los años 90 y todavía quedan algunas empresas estatales en el sector.

Introducción

En el mercado eléctrico chileno, tanto el segmento de transmisión y distribución son definidas como industrias con características de monopolio natural, en donde la duplicidad de infraestructura es ineficiente, por lo que son operadas por una sola empresa, mientras que el segmento de generación se considera que posee características de mercado competitivo. La condición de monopolio natural requiere que el Estado actúe como ente regulador, buscando la seguridad en el suministro eléctrico, uso eficiente de la red, bajos precios a usuarios finales, la recuperación de costos de las empresas, la provisión de señales que incentiven las inversiones y la provisión de un servicio de calidad, entre otros.

Típicamente, la regulación requiere definir la remuneración de los monopolios naturales, en este caso el correspondiente a la distribución eléctrica. Lo anterior implica que ex ante, se defina la rentabilidad en base a un cálculo de costos eficientes de proveer el servicio de distribución eléctrica, aplicando el denominado modelo empresa eficiente. Junto a esto, la regulación requiere de la fijación de tarifas, identificando costos que son reconocidos al monopolista y la distribución de acceso a usuarios, de modo tal que la tarifa permita al distribuidor recuperar costos de inversión y costos de operación y mantenimiento necesarios para realizar su actividad.

Para la determinación de la rentabilidad y tarifas de las distribuidoras eléctricas se requiere la correcta estimación y cuantificación de los costos de distribución. Para su estimación en Chile se utiliza el denominado Valor Agregado de la Distribución (VAD), metodología que incluye los costos en los que incurre la empresa posterior a la recepción de la energía por parte de las transmisoras. Los costos de distribución, por lo general, incluyen el valor del capital, costo de operación y mantenimiento y pérdidas de energía. Para su estimación se consideran áreas típicas de distribución, lo que permite internalizar según cada una de estas, la distribución de los clientes en cuanto localización y demanda; trazado de calles y caminos para el desarrollo de las redes, y los obstáculos físicos para el mismo; la velocidad de penetración de nuevas tecnologías para la materialización de la red de distribución; consideración de existencia de vegetación, su interacción con las redes y actividades para su control, entre otras.

El año 2019, se aprobó la Ley 21.194 que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica. Lo anterior modificó la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL 4) al establecer una nueva tasa de actualización que represente los riesgos actuales que enfrentan las empresas que prestan el servicio de distribución eléctrica¹, lo que implicó pasar desde el anterior 10% antes de impuestos de rentabilidad, a una tasa de mercado calculada por la autoridad que tenga un piso mínimo de 6% y un techo de 8%, después de impuestos. Junto a esto, con el propósito de poder identificar las rentabilidades asociadas a la distribución de electricidad, la ley mandata que las empresas concesionarias de servicio público de distribución se constituyan como sociedades anónimas abiertas o cerradas sujetas a las obligaciones de información y publicidad, y así también, deberán tener giro exclusivo de distribución de energía eléctrica.

Con lo anterior, el modelo chileno ha establecido que la tasa de actualización para determinar los costos anuales de las instalaciones de distribución será aplicable después de impuestos y que, para su

¹ La tasa de actualización, utilizada para determinar los costos anuales de inversión de las instalaciones de distribución, será calculada por la Comisión Nacional de Energía cada cuatro años.

determinación deberá utilizar el modelo CAPM, es decir considerar el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas concesionarias de distribución eléctrica en relación con el mercado, la tasa de rentabilidad libre de riesgo y el premio por riesgo de mercado (Ley Núm. 21.194/2019).

De acuerdo con lo solicitado a la Biblioteca del Congreso Nacional el presente documento aborda la experiencia comparada respecto al sector eléctrico en Perú, Colombia, Argentina, España, Francia y Francia. Puntualmente, en cada uno de estos se señalan brevemente; los aspectos generales más relevantes del sector, tal como la identificación de los segmentos por los cuales está compuesto, características y fundamentos de la regulación y del mercado que determinan su funcionamiento; luego se profundizan en aspectos claves de la regulación económica en la estimación de las tarifas y la rentabilidad, con principal énfasis en el segmento de distribución; por último, se da cuenta de una breve caracterización del mercado, identificando por ejemplo, la concentración del mismo.

Finalmente, se debe considerar que la información y antecedentes incluidos en cada uno de los países considerados varían según la disponibilidad de estos mismos.

I. Perú

Aspectos generales

La Ley de concesiones eléctricas (N° 25.844 de 1992) determinó que el mercado eléctrico peruano se compone de empresas que operan en las distintas etapas de la cadena de valor de la industria: generación, transmisión, distribución y comercialización², donde este último puede ser ejecutado por empresas de generación o distribución (Minem, 2019). Además, se estableció un régimen de libertad de precios para suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia (generación y comercialización) y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza monopolica lo requieran, reconociendo costos eficientes (transmisión y distribución).

Regulación del segmento de distribución

El estado actual del sector eléctrico es resultado de los cambios realizados en la década del 90', que con el objetivo de alcanzar la suficiencia energética a través de mercados competitivos, impulsó la inversión privada, privatización, desintegración vertical e introducción de señales de mercado. Desde entonces, el Estado dejó de actuar como empresario y pasó a ser ente regulador (Osirnergmin, 2015).

A través de reformas legales, se definió la creación del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) para supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las normas regulatorias del

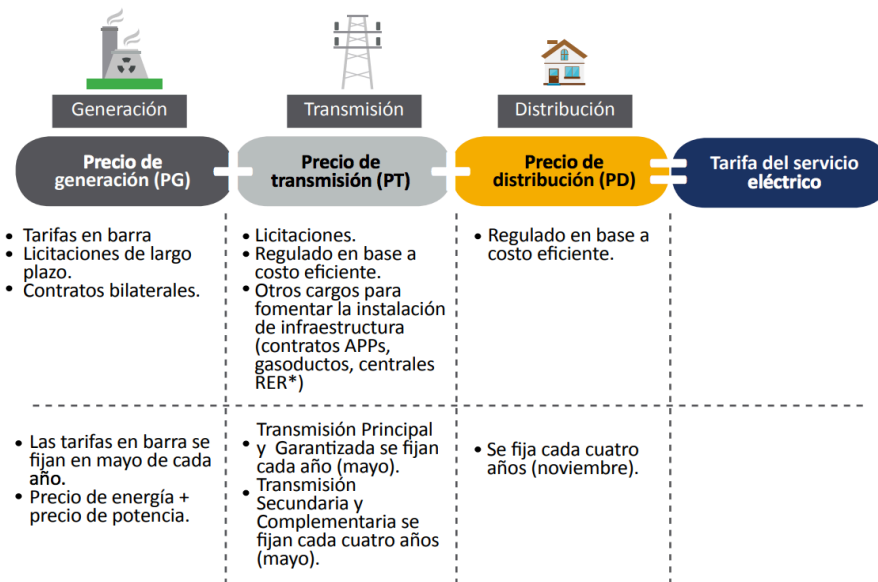
² El segmento de comercialización eléctrica representa una actividad complementaria al proceso físico de generación y transporte. Su función está vinculada a la entrega de electricidad desde la generación hasta el usuario final y se divide en comercialización mayorista (entre generadores y distribuidores) y minorista (con los usuarios regulados del servicio). Incorpora al sistema mayorista la posibilidad de que los consumidores escojan a sus proveedores del servicio eléctrico, mientras que la comercialización minorista se encuentra integrada al segmento de distribución eléctrica. Este mercado se considera como potencialmente competitivo, permitiendo la entrada de una gran cantidad de operadores en el mercado.

sector, tal como la calidad y seguridad del servicio, además de fijar las tarifas para los distintos segmentos (Osirnergmin, 2015).

El segmento de distribución es el encargado de trasladar electricidad hacia los consumidores finales mediante redes eléctricas de mediana y baja tensión, para quienes ofrecen principalmente dos servicios: energía y potencia (Osinerngming, 2015). Al ser reconocido como un monopolio natural³, está sujeto a regulación de la tarifa que cobra por energía y potencia, su rentabilidad, entre otros aspectos relevantes a nivel técnicos y económicos. La regulación del sector, y la tarifa regulada, se aplica a pequeños y medianos consumidores que contratan su suministro eléctrico a compañía distribuidora, lo que no aplica en el denominado “mercado libre”, que es donde participan grandes mineras o compañías industriales que negocian el precio de la energía eléctrica directamente con las empresas distribuidoras.

Según la Ley N° 25.844 de Concesiones Eléctricas, las tarifas máximas que pagan los usuarios regulados de electricidad están conformadas por tres componentes⁴: i) los Precios a Nivel Generación, ii) los peajes unitarios de los sistemas de transmisión correspondientes, y iii) el Valor Agregado de Distribución (VAD). Cada uno de estos componentes remunerar respectivamente a las actividades que conforman el subsector eléctrico, es decir, generación, transmisión y distribución (Osinerngmin, 2015)⁵.

Ilustración 1. Formación de precios a consumidores residenciales.



Nota: RER, Recursos Energéticos Renovables.

Fuente: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinerngmin, 2015).

³ Esta bajo la consideración de costos de distribución subaditivos, es decir, poseen economías de ámbito al resultar más económico distribuir energía y potencia por un solo sistema que distribuirlo vía dos o más sistemas independientes. Asimismo, exhiben economías de densidad asociadas a la disminución en los costos medios conforme se incrementa la densidad de la red.

⁴ El calculo de la tarifa pretende que el monopolio regulado recupere los costos de inversión y costos de operación y mantenimiento necesarios para realizar la actividad. Ante problemas de asimetrías de información, el regulador estima ambos costos para finalmente obtener el calculo del activo necesario para realizar el servicio.

⁵ El precio de la comercialización es un cargo fijo que remunera los gastos incurridos en la lectura del medidor y factura (procesamiento, emisión, reparto y cobranza del recibo, entre otros).

La fijación tarifaria es aplicable para los usuarios regulados, es decir, aquellos que tienen una máxima demanda anual de hasta 200 kW y los medianos consumidores, que optan por ser regulados cuando sus consumos anuales se encuentran entre 200 y 2500 kW⁶. Además, para estos, aplica el denominado Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE), que al actuar como subsidio cruzado, establece un beneficio de descuentos fijo y proporcionales para los usuarios residenciales con consumo menores de 100 kWh, equivalente a un nivel menor de consumo promedio del consumo mensual de clientes residenciales en baja tensión. Igualmente, aplica el Mecanismo de Compensación de la Tarifa Eléctrica Residencial (MCTER), creado por la Ley Núm. 30.468 del 2016, que tiene como objetivo asegurar la competitividad de las tarifas eléctricas de los usuarios residenciales, independientemente de su ubicación geográfica y el sistema eléctrico al que pertenezcan⁷.

En el caso de la distribución, al ser un segmento 100% regulado, la tarifa incorpora los componentes de inversión y operación y mantenimiento. El precio se determina mediante una empresa modelo eficiente cada cuatro años y se remunera vía Valor Agregado de Distribución (VAD)⁸. Para esto modela una empresa ficticia eficiente que permita obtener los menores costos técnicamente posibles, sujetos a la tecnología disponible, estándares de calidad determinados por la autoridad, y adaptándose a la geografía y la demanda de cada área⁹. Por lo tanto, para implementar el esquema de regulación por empresa modelo, a través del cálculo del VAD, se agrupa a las empresas distribuidoras en seis sectores típicos¹⁰ con el objetivo de que exista cierta homogeneidad entre ellas, y de esta forma, se logra que las tarifas se ubiquen dentro de un rango consideradas como “*acceptables*” de tasa de retorno (Dammert, et al, 2013).

En cuanto a la rentabilidad, en Perú se establece una tasa de rentabilidad equivalente al 12%, es decir, el costo de la inversión se anualiza tomando en cuenta una tasa de descuento con dicho valor, y además, se consideran 30 años de vida útil para las instalaciones. El proceso incluye una verificación de rentabilidad por grupos de concesionarios, lo que implica que la tarifa se ajuste y situé en un rango que permita una tasa interna de retorno (TIR) entre el 8% y 16% (Osinermin, 2011).

El año 2015, mediante el Decreto Legislativo Núm. 1221 de 2015, se realizó un cambio significativo en la regulación de la distribución eléctrica. Al VAD se incorpora un cargo asociado al desarrollo de

⁶ Los usuarios con demandas superiores a 2500 kW al año tienen la categoría de libres y, por lo tanto, pueden negociar con total libertad las condiciones del suministro eléctrico (precios de electricidad en hora punta y fuera de punta, cantidades a suministrar, potencia requerida, entre otros) con las empresas de generación o distribución. Los usuarios que tengan una máxima demanda anual mayor a 200 kW pero menor a 2500 kW, tienen derecho a escoger entre la condición de usuario regulado o libre.

⁷ En términos prácticos, se aplica sobre la facturación de los usuarios residenciales de los sistemas eléctricos que tengan un cargo por energía mayor al Cargo Ponderado Referencial Único de Energía, logrando una misma tarifa para todos los usuarios residenciales a nivel nacional antes de la aplicación de los descuentos y recargos FOSE.

⁸ El VAD es un costo total anual que está compuesto por: i) costos asociados al usuario, independiente de su demanda de potencia y energía; ii) pérdidas estándar de distribución en potencia y energía; iii) costos estándar de inversión, operación y mantenimiento asociado a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

⁹ Considera que una empresa eficiente puede tener mayores costos debido a las características propias de la zona donde opera (características geográficas, densidad poblacional de los sectores eléctricos, entre otros)

¹⁰ Estos son: Urbano de alta densidad; urbano de media densidad; urbano de baja densidad; urbano-rural; rural e igualmente se incluye un sector especial para ciertas zonas agrícolas.

proyectos de innovación tecnológica y/o eficiente energética en los sistemas de distribución, equivalente a un porcentaje máximo de los ingresos anuales. Igualmente, se adiciona un componente tarifario denominado Factor-Q, el que actúa como un incentivo para la mejora en la calidad de la distribución eléctrica, es decir, si una empresa ofrece una mayor calidad a la establecida por el regulador, recibirá un incentivo monetario, aplicándose también el caso contrario.

Caracterización general del mercado y de las empresas

Particularmente, al año 2019, en el segmento de distribución existían 23 empresas distribuidoras, 13 más de las existentes el 2009. Del total de empresas distribuidoras, 10 son públicas y concentran el 36% de las ventas de energía¹¹, mientras que el resto de las 13 empresas son privadas, concentrando el 64% de las ventas. En cuanto a las privadas, Enel Distribución y Luz del Sur sirven a Lima Metropolitana, distribuyendo así el 59% del mercado nacional (Minem, 2020).

Las empresas distribuidoras atienden a clientes finales, sean libres o regulados según su capacidad de consumo. Al año 2019, el número de clientes regulados era igual a 7.611.935, mientras que los libres ascendían a 2.085.

Cuadro 1. Venta de Emnergía por empresas distribuidoras, año 2018.

Empresas	Venta de energía (GWh)	Participación (%)
Enel Distribución Perú	6 772	30,7%
Luz del Sur	6 269	28,4%
Hidrandina	1 745	7,9%
Electronoroeste	1 239	5,6%
Sociedad Eléctrica del Sur Oeste	1 013	4,6%
Electrocentro	827	3,7%
Electro Oriente	805	3,6%
Electronorte	733	3,3%
Electro Dunas	711	3,2%
Electro Sur Este	631	2,9%
Electrosur	379	1,7%
Electro Puno	341	1,5%
Electro Ucayali	278	1,3%
Consortio Eléctrico de Villacuri	231	1,0%
Empresa Municipal de Servicio Eléctrico de Tocache	27	0,1%
Proyecto Especial Chavimochic	25	0,1%
Empresa Municipal de Servicios Eléctricos Utcubamba	16	0,1%
Empresa de Servicios Eléctricos Municipales de Paramonga	10	0,0%
Servicios Eléctricos Rioja	10	0,0%
Empresa de Interés Local Hidroeléctrica	3	0,0%
Electro Pangoa	3	0,0%
Egepsa	3	0,0%
Empresa de Distribución y Comercialización de Electricidad San Ramón	1	0,0%
Total	22 074	100%

Fuente: Minem, 2020.

¹¹ 7 empresas públicas se dedican exclusivamente a la distribución: Electro, Puno, Electrocentro, Electronoroeste, Electronorte; Electrosur, Hidrandina y, Seal). Las otras 3 se dedican a la generación, transmisión y distribución (Electro Oriente, Electro Sur Este, Electro Ucayali).

II. Colombia

Aspectos generales

En Colombia el marco legal está definido por la Ley N° 142/1994 de servicios públicos domiciliarios¹², que estableció el régimen y criterios de la provisión de servicios públicos que incluye la energía eléctrica, y por la Ley N° 143/1994 de Electricidad, que determinó el régimen para distribución, transmisión, interconexión, generación y comercialización de energía. En esta última, destaca que se consagra como obligación del Estado la promoción de la libre competencia, control de prácticas de competencia desleal y abuso de posición dominante.

Respecto a los agentes que pueden participar en las distintas actividades del sector, el artículo 7° de la Ley 143, señala a agentes económicos, públicos, privados o mixtos, que gozarán de libertad para desarrollar sus funciones en un contexto de libre competencia.

El Ministerio de Minas y Energía es el ente gubernamental encargado del planeamiento, mientras que la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es el organismo regulador. A este último le corresponde promover que servicios se presten al menor costo posible para los usuarios, garantizando calidad, cobertura y expansión y con una remuneración adecuada para las empresas. Para eso, entre otras funciones, le corresponde definir la metodología para el cálculo de la tasa de retorno y tarifa aplicada en la remuneración de distribución, y además establecer los factores que están aplicando para dar subsidios a los usuarios de los estratos inferiores.

Regulación del segmento de distribución

La distribución de energía eléctrica corresponde al transporte de energía desde las Redes de Transmisión hasta los puntos finales de consumo; es decir, desde los puntos donde llega la energía a un municipio hasta las casas, industrias y comercios¹³. La ley N° 143 define a las redes de distribución como el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, destinados al servicio de los usuarios de un municipio o municipios adyacentes asociados. El distribuidor no actúa como intermediario de energía entre el mercado y los consumidores regulados, para aquello se establece la existencia de un agente comercializador¹⁴, que puede ser ejercida por las propias empresas de distribución (bajo régimen de separación contable entre actividades), empresas de generación y por comercializadores independientes

El segmento de distribución de energía se considera como un monopolio natural, por lo que es regulado por la CREG en su remuneración, que debe ser soportada por criterios de eficiencia y calidad en la prestación del servicio. El modelo de regulación incluye al propietario de las redes de distribución

¹² El servicio público domiciliario de energía eléctrica corresponde al “transporte de energía eléctrica desde las redes regionales de transmisión hasta el domicilio del usuario final, incluida su conexión y medición”.

¹³ El Distribuidor opera los Sistemas de Transmisión Regional y de Distribución Local a niveles (SDL) de tensión inferiores a 220 kV, conocidos como niveles 1, 2, 3 y 4 que abarcan desde baja tensión hasta sub-transmisión.

¹⁴ Estos son quienes compran y venden energía, prestando un servicio de intermediación entre los usuarios finales de energía y aquellos que generan, transmiten y distribuyen electricidad.

(denominado Operador de Red, OR), quien puede realizar planes de expansión, y además, esta sujeto a la remuneración de su capital de trabajo, la remuneración de sus costos de administración, operación y mantenimiento (AOM), calidad de servicio y determinación de su utilidad máxima.

El modelo de regulación diferencia entre usuario regulado y no regulado. El primero corresponde a toda persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la CREG, mientras que el no regulado es todo aquel que tiene una demanda superior a 2 MW y que acuerda libremente el precio. Además, la regulación del segmento de distribución se hace bajo la distinción de cuatro niveles de tensión, el denominado Sistema de Transmisión Regional (STR): Nivel 1 ($< 1\text{kV}$), Nivel 2 ($\geq 1\text{kV}$ y $< 30\text{kV}$), Nivel 3 ($\geq 30\text{kV}$ y $< 57,5\text{ kV}$) y Nivel 4 ($\geq 57,5\text{kV}$ y $< 220\text{kV}$).

Para la definición de las tarifas a los usuarios regulados del servicio de electricidad, la CREG debe considerar a los costos de distribución como base para su cálculo. Para aquello, en el art. 45 de la ley N° 142, se define el uso de una empresa eficiente de referencia según áreas de distribución comparables, que tienen en cuenta las características propias de la región, además de los costos de inversión de las redes de distribución, costo de oportunidad de capital y costo de administración, operación y mantenimiento por unidad de potencia máxima suministrada¹⁵.

La tarifa cobrada al usuario o consumidor final, corresponde a la suma de los actores que participan en el proceso, es decir: generación, transmisión, distribución, distribución regional, comercialización, pérdidas de energía y restricciones.

Para la estimación de la tarifa, el artículo 74 de la ley N°142 del año 1994 establece que la formulación de tarifas deben “permitir remunerar el patrimonio de los accionistas en la forma que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable”¹⁶. Para esto, la CREG debe definir una metodología de cálculo y fijación de tarifas que permita garantizar la asignación eficiente de recursos de la economía a través de una fijación tarifaria que se aproxime a lo que sería los precios de un mercado competitivo¹⁷. Por lo anterior, el art. 46 de la ley 143 considera:

- Tarifa por unidad de consumo de energía.
- Tarifa por unidad de potencia, utilizada en las horas de máxima demanda.
- Cargo fijo que refleje los costos económicos involucrados en garantizar la disponibilidad del servicio para el usuario, independiente del nivel de consumo.
- Cargo de conexión que cubrirá costos de la conexión cada vez que el usuario se conecte al servicio de electricidad.

¹⁵ Además, consideran los niveles de pérdidas de energía y potencia característicos de empresas eficientes comparables.

¹⁶ El Capítulo V de la Ley 142 de 1994 establece las formulas tarifarias, las que tienen vigencia de cinco años. El proceso de estimación debe ser iniciado por la CREG doce meses antes de la fecha prevista para que termine la vigencia de las formulas tarifarias, y entren en vigencia las nuevas.

¹⁷ Para que las tarifas se aproximen a los de un mercado competitivo, el cálculo de la tarificación requiere que se tomen en cuenta los costos de inversión de las redes de distribución, incluido el costo de oportunidad de capital, y los costos de administración, operación y mantenimiento por unidad de potencia máxima suministrada. Además, incluir los aumentos de productividad esperados, los cuales deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo.

Según el art. 2 de la resolución 097/2008 de CREG - la tarificación está sujeta a cargos según índices de calidad del servicio prestado. Y al igual que en Perú, se implementan subsidios cruzados que hace variar a las tarifas varían según estrato o caracterización socioeconómica¹⁸.

En Colombia los ingresos del OR varían según los niveles de tensión. Para esto, la resolución 093/2008 de CREG, en su artículo 1°, estableció que la remuneración de distribución de energía eléctrica estaba sujeta a dos tasas de retornos, siendo estas calculadas bajo la metodología del Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC)¹⁹, además de, determinar las anualidades del inventario de instalaciones reales del distribuidor a partir de calculos que consideran el valor nuevo de reposición (VNR). Con eso, se estableció que:

- Para los niveles de tensión 1,2 y 3, se determinó un mecanismo de precio máximo (price cap), donde la CREG determina para cada nivel de tensión un cargo máximo unitario que puede cobrar el distribuidor por unidad de energía distribuida.
- Para subtransmisión o nivel 4 se ha determinado un ingreso máximo (revenue cap).

Para la estimación de la retribución del servicio prestado por las distribuidoras la CREG calcula los costos de distribución, lo cual requiere estimar los costos del servicio²⁰, inversión²¹ y costos unitarios de distribución²². Además, el cálculo de rentabilidad considera el riesgo de la industria, inflación de Colombia y EEUU, estimación costo de deuda, cálculo del costo de capital propio, tasa asociado con un activo libre de riesgo, tasa de rendimiento del mercado, riesgo país, tasa de impuesto a la renta y participación del capital propio y de la deuda.

Como resultado de lo anterior, la resolución CREG determinó que las tasas para sistemas remunerados (Sistema de Transmisión Regional), mediante la metodología de ingreso máximo (revenue cap), serían las siguientes: 11,79% para 2019; 11,64% en 2020; 11,50% en 2021 y 11,36% para 2022 y años siguientes²³.

Más recientemente, la Resolución CREG 015 de 2019 planteó una metodología para estimar la remuneración de las empresas de distribución de energía eléctrica, en las que se incluyeron otros objetivos. Entre éstos destaca el incentivar las inversiones en reposición de infraestructura de los

¹⁸ La existencia de subsidios cruzados afecta y distorsionan la comparación de las tarifas con otros países.

¹⁹ El costo promedio del capital o WACC (Weighted Average Cost of Capital) se define como el promedio ponderado de las tasas de retorno requeridas por el capital aportado por los inversionistas y el capital prestado por entidades financieras.

²⁰ El costo del servicio es el resultado de agregar los costos de cada una de las etapas del sistema de electricidad (producción, transmisión, distribución, comercialización y administración)

²¹ Costo de inversión considera aquellos correspondientes a redes de distribución, incluido el costo de oportunidad del capital, costos de administración, operación y mantenimiento por unidad de potencia máxima suministrada, niveles de pérdidas de energía y potencia, característicos de empresas eficientes comparables.

²² Costos unitarios de distribución se indexan de un año a otro a fin de reflejar el incremento de productividad de las empresas y distribución de las pérdidas de energía.

²³ Resolución CREG 093 de 2008, definió la metodología para el cálculo de la tasa de retorno a aplicar en la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica.

operadores de red; la incorporación de nuevas tecnologías; el mejoramiento de señales de calidad del servicio y lograr mayores eficiencias.

III. Argentina

Aspectos generales

Entre 1991 – 1995 se transformó el sector eléctrico argentino, lo que implicó que el Estado transfiriera sus funciones de empresario al sector privado. El marco regulatorio eléctrico, definido por Ley 24.065, estableció una nueva estructura para el mercado eléctrico, definiendo una segmentación vertical para generación, transmisión y distribución de energía eléctrica²⁴ (Gobierno de Argentina, 1992). Los distribuidores son los agentes del mercado que se encargan de distribuir la energía a los usuarios finales, residenciales, comerciales, industrias pequeñas y al Estado, en concepto del alumbrado público.

La distribución ha sido definida como un “servicio público” que se presta en condiciones de monopolio natural. Por lo anterior, debe cumplir con las obligaciones que impone un contrato de concesión, además de abastecer a toda la demanda de su área de concesión en condiciones de calidad y precios establecidos a los usuarios que no tengan la facultad de comprar energía de forma independiente, además de brindar el servicio de red a cualquier usuario sin excepción de su área de concesión (ENRE, 2018).

La Ley 24.065, en su art. 3º, estableció que tanto el transporte y la distribución de electricidad deberán prioritariamente ser realizados por personas jurídicas privadas a las que el Poder Ejecutivo les haya otorgado las correspondientes concesiones. Pese a lo anterior, el mismo artículo, indica que el Estado por sí, o a través de cualquiera de sus entes o empresas dependientes, y a efectos de garantizar la continuidad del servicio, deberá proveer servicios de transporte o distribución, en el caso en que, no existiesen oferentes a los que puedan adjudicarse las prestaciones de los mismos.

El funcionamiento del sector eléctrico en la Argentina se sustenta en la conformación de un mercado de energía eléctrica (Mercado Eléctrico Mayorista, MEM), un sistema de precios y una administrador de dicho mercado (CMMESA)²⁵. Cualquier consumidor de energía eléctrica puede optar por dos formas para comprar, a través de un distribuidor o comprando directamente a un comercializador o generador a través del MEM²⁶. Para lo anterior, la industria eléctrica distingue entre los denominados grandes usuarios (mayores o GUMA; medianos o GUME; y particulares o GUPA), empresas industriales y de servicio que debido a la magnitud de su potencia máxima requerida pueden contratar su abastecimiento en el MEM.

²⁴ La generación de energía eléctrica es una actividad de interés general, mientras que tanto el transporte y la distribución son consideradas como un servicio público.

²⁵ Sus funciones principales son: la coordinación del despacho de energía, el establecimiento de los precios horarios de la electricidad y la administración de las transacciones económicas entre agentes.

²⁶ Los distribuidores pueden comprar la energía al mercado a un precio estabilizado que se actualiza trimestralmente.

Regulación del segmento de distribución

Si bien el sector de distribución es un conjunto de monopolios naturales por región, debido a las economías de escala existentes en la naturaleza de la actividad, se intenta que el precio de mercado sea lo más cercano al que sería en caso de competencia perfecta. En la determinación de este precio, se consideran los intereses tanto de las empresas en cuanto a su rentabilidad y riesgo, y el de los clientes cautivos en cuanto al servicio que éstos reciben (Nieto, 2011).

El Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE), creado por la Ley 24.065, actúa como organismo regulador que está encargado de controlar la prestación de servicios, dictar reglamentaciones, controlar el cumplimiento del marco regulatorio y de cláusulas de los contratos de concesión, sancionar, resolver controversias, prevenir conductas monopólicas, entre otras. Además, se encarga de controlar la calidad del servicio suministrado por las empresas concesionadas en aspectos de calidad del servicio técnico (frecuencia y duración de las interrupciones); calidad del producto técnico (nivel de tensión y perturbaciones); calidad del servicio comercial (tiempos de respuesta para conectar nuevos usuarios, emisión de la facturación estimada, reclamos por errores de facturación, restablecimiento del suministro suspendido por falta de pago, control de sucursales, etc.)²⁷.

Los lineamientos de la regulación del sector distribución están principalmente enfocados en regular las tarifas que las empresas pueden cobrar a los clientes cautivos (Nieto, 2011). Para esto, en la ley 24.065 se definen una serie de principios a cumplir, destacando:

- La operación económica, prudente y la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno determinada según metodología de la misma ley.
- Tener en cuenta las diferencias razonables de costo entre los distintos tipos de servicios, su forma de prestación, ubicación geográfica y otras características relevantes.
- Asegurar el mínimo costo razonable para los usuarios, compatible con la seguridad del abastecimiento.

Concretamente, se establecen tarifas máximas para cada período tarifario quinquenal, las que se construyen en base a la suma del (a) Costo de adquisición de la energía en el MEM, incluidos los costos asociados al transporte²⁸; y (b) el Costo propio de la distribución (CPD) o Valor Agregado de Distribución (VAD)²⁹, que corresponde a la retribución que perciben las distribuidoras por su tarea específica³⁰.

²⁷ Los contratos de concesión incluyen un régimen de penalizaciones que se aplica cuando las concesionarias superan los límites de tolerancia de calidad del servicio establecidos. Dado que los usuarios afectados son sus destinatarios, las penalizaciones aplicadas a las empresas actúan como compensación, adecuando el costo (tarifa) que pagan los usuarios a la calidad realmente suministrada por las distribuidoras.

²⁸ Específicamente, corresponde a los precios mayoristas estacionales de referencia de la energía, potencia y el costo de transporte.

²⁹ Durante estos cinco años la tarifa máxima se verá modificada por los cambios en los costos del MEM y por la actualización del VAD, valor que se mantiene constante en términos reales ajustándose semestralmente mediante índices de inflación del dólar estadounidense.

³⁰ Específicamente está constituido por el costo marginal o económico de las redes puestas a disposición del usuario más los costos de operación y mantenimiento de las redes y más gastos de comercialización.

Desde el año 2019, según lo aprobado en la Ley núm. 27.469, en cada jurisdicción se define la denominada “Tarifa Social”, correspondiente a una tarifa eléctrica diferencial en función de las condiciones socioeconómicas de los usuarios residenciales, que se aplica a través de un 100% del Precio Estabilizado de la Energía (PEE) por el consumo de los primeros 150 kWh/mes, y un descuento del 50% del PEE por los siguientes 150 kWh/mes (ENRE, 2020). Adicionalmente, se cuenta con el “Plan de Estímulo al Ahorro” que considera que consumos con un ahorro de al menos 20% respecto a igual periodo reciben una bonificación equivalente del 10% del PEE. Lo anterior obedece a que la regulación del sector no permite la existencia de subsidios cruzados entre usuarios o categorías de usuarios. De este modo, cada usuario paga por los costos involucrados únicamente en el tipo de servicio que recibe.

El modelo de tarificación establece que una vez finalizado cada período quinquenal, las eficiencias en costos logradas por las empresas distribuidoras serán traspasadas a los usuarios en forma de menores precios³¹. De esta forma se busca gradualmente disminuir en términos reales el costo de este servicio público, sin poner en riesgo la rentabilidad de la empresa (Nieto, 2011).

Asimismo, la regulación plantea – art. 41 de Ley 24.065 – que las tarifas de distribución deberán posibilitar una tasa razonable de rentabilidad para empresas que operen eficientemente. Además, respecto a la tasa, debe guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa; y ser similar, como promedio de la industria, a la de otras actividades de riesgo similar.

Caracterización general del mercado y de las empresas

Cada empresa distribuidora tiene a cargo un área de concesión y derechos monopólicos sobre ésta. Por ejemplo, en la zona de Capital Federal y alrededores, se encuentran las empresas EDENOR en la zona norte, EDESUR en la zona sur, EDELAP en la ciudad de La Plata y zonas aledañas, y además, distintas Cooperativas que operan como distribuidoras del MEM. Respecto a estas, EDENOR y EDESUR son empresas bajo jurisdicción nacional que tienen la exclusividad legal para proveer el servicio en sus respectivas áreas de concesión (ENRE, 2018).

En cuanto a la organización del mercado, la misma ley 24.065 establece que en ninguno de los segmentos se podrán realizar actos que impliquen competencia desleal ni abuso de posición dominante en el mercado. Adicional a esto, se limita a que ningún generador, distribuidor, gran usuario ni empresa controlada por alguno de ellos, podrá ser propietario o accionista mayoritario de una empresa transportista o de su controlante.

En el informe anual del ENRE 2018, se da cuenta que el cálculo del Índice Herfindahl-Hirschman (IHH) en el sector de distribución sería irrelevante al considerar que el nivel de concentración está definido con antelación por quienes determinaron las regiones de exclusividad zonal otorgadas en concesión (ENRE, 2018)³². Pese a esto, el informe realiza un estudio de concentración basado en el IHH para el sector de

³¹ Para aquello se usa al denominado “Factor E”. Este es un elemento destinado a transferir anualmente a los usuarios de la distribuidora las ganancias de eficiencia esperada que obtendrá a lo largo del quinquenio, a partir de sus dos componentes (factor X y Q). Con estos se espera reducir en la magnitud resultante el ajuste del CPD derivado de la aplicación del mecanismo de actualización (ENRE, 2018)

³² El Índice Herfindahl-Hirschman (IHH) es una medida utilizada para identificar los niveles de concentración existente en los mercados. Cuanto mayor sea el índice, mayor el nivel de concentración y por ende, mayor poder

distribución por grupo económico para el periodo 2017. Para la medición se utiliza la cantidad de energía comprada por las distribuidoras y cooperativas en el mercado spot y en el mercado a término (MAT).

A partir de lo anterior, se evidenció que existían a la fecha 75 unidades de negocios, lo que incluye a 46 cooperativas, que actuaron en los distintos mercados de distribución. Las compras de energía por las distribuidoras privadas de jurisdicción nacional alcanzó el 38% del total, las de distribuidoras privadas de la provincia de Buenos Aires el 8,8% del total y las por parte de cooperativas en torno al 6,6% del total. Las compras restantes del mercado estuvieron compuestas por las distribuidoras provinciales estatales y privadas, las que representaron el 47%. Finalmente, como resultado, el índice de concentración IHH en distribución, por grupos económicos, se califica como moderado³³, al obtenerse un valor equivalente a 0,1013.

IV. España

Aspectos generales

El sector eléctrico en España se empezó a liberalizar (privatizar) en 1997 en varias etapas. Durante este proceso la regulación se ha modificado considerablemente en la última década, y el actual marco regulatorio en lo fundamental es del año 2013, establecido en la Ley del sector eléctrico (Ley 24/2013).

El mercado es de competencia entre las empresas en un marco regulado detalladamente. El mercado eléctrico se divide en cuatro segmentos diferenciados: producción, transmisión, distribución y comercialización. El mercado de generación está bajo un régimen de competencia desregulado en los precios, mientras que los precios de la transmisión y la distribución están regulados. El segmento de comercialización tiene precios tanto regulados como desregulados.

El principio fundamental sobre el que se basa la tarificación de los consumidores finales es que la tarifa debe cubrir los costos de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía. Es decir que es un mecanismo aditivo de cada una de los costos de los diferentes segmentos del sector eléctrico.

El regulador del sector eléctrico es la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), un organismo colegiado integrado por diez miembros nombrados por el gobierno a propuesta del Ministerio de Economía. La CNMC "promueve y defiende el buen funcionamiento de todos los mercados en interés de los consumidores y de las empresas" (CNMC 2019). La CNMC tiene un consejo colegiado encargado de la toma de decisiones y un presidente y está compuesta de dos salas, una dedicada a asuntos de competencia y otra dedicada a la supervisión de sectores regulados. Por otro lado tiene cuatro direcciones: de competencia, de energía, de telecomunicaciones y del sector audiovisual, y de transportes y del sector postal. Estas direcciones ejercen sus funciones con independencia del Consejo (CNMC, 2019).

de mercado de las empresas operantes. Si el valor se aproxima a cero, equivale a mercados menos concentrados, y por lo tanto, con mayor número de empresas operantes y menor nivel de influencia. Suele considerarse que una valor en torno a 10.000 sería equivalente a una situación de monopolio.

³³ Como medida, considera que si el IHH oscila entre 10% y 18% los mercados estarían moderadamente concentrado. Si es superior al 18% se consideran cocentrado.

Regulación del sector

En el segmento de transmisión existe un transportista único, Red Eléctrica de España (REE), una empresa en la que el Estado participa en un 20% del accionariado y el 80% restante cotiza de forma libre en la bolsa (REE, 2019).

Tanto la transmisión como la distribución eléctrica se retribuyen de manera regulada. La retribución "se establece administrativamente atendiendo a los costos de inversión, de operación y mantenimiento y de gestión de las redes para asegurar el suministro de energía en las condiciones de calidad fijadas reglamentariamente" (Energía y Sociedad s/f, p. 126). Más específicamente, se retribuye el valor no amortizado³⁴ de las inversiones que estaban en servicio dos años (año n-2) que tienen derecho a retribución según la normativa. Es decir que, en un año cualquiera en lo fundamental se retribuye a la empresa según el valor de la inversión en servicio que se ha utilizado dos años antes (año n-2) para la distribución eléctrica (RD 1048/2013, artículo 2).

A la cifra anterior se suma una tasa de retribución financiera, es decir una tasa de rentabilidad de la inversión. Respecto a la tasa de rentabilidad de las actividades de transmisión y distribución, desde el 1 de enero de 2020 la forma de cálculo se utiliza el modelo de retribución basado en el costo medio ponderado del capital (WACC por las siglas de la expresión inglesa *weighted average cost of capital*).

En términos sucintos, en la metodología del WACC "el coste de capital de una empresa o actividad es representado por la suma ponderada de los respectivos costes de los fondos propios y de la deuda, donde la ponderación refleja el peso de cada recurso sobre el total de la financiación. Así, el WACC refleja el coste de la deuda y la rentabilidad exigida por los accionistas, que proveen capital a través de los fondos propios" (CNMC 2018, p. 13). Según la CNMC (2018, p. 6), la metodología WACC es la más utilizada para el cálculo de la tasa de retribución en los países europeos.³⁵ Tanto antes de 2020 como a partir de 2020 la tasa de rentabilidad es nominal antes de impuestos.

Por lo tanto, para el segmento de transmisión y para el segmento de distribución la tasa de remuneración o retorno mínima no es fija, sino que se calcula a partir de la metodología del costo promedio ponderado del capital (WACC).

³⁴ En términos sucintos, la amortización es la atribución de gasto de un activo duradero a lo largo de un período de tiempo.

³⁵ En rigor, el Real Decreto 1047/2013 establece que la tasa de rentabilidad será igual al promedio del rendimiento de los últimos 24 meses previos al mes de mayo del inicio del período tarifario de las Obligaciones del Estado a diez años en los mercados secundarios más un diferencial (RD 1047/2013, artículo 8). Este diferencial se calcula para cada período regulatorio de seis años y lo establece el Ministerio Para la Transición Ecológica por medio de un proyecto de ley a través del Consejo de Ministros. Para el cálculo del diferencial el Ministerio debe tener en cuenta los siguientes elementos (RD 1048/2013, artículo 8): 1) "Retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo considerando la situación financiera del sistema eléctrico y la situación cíclica de la economía española". 2) "Coste de financiación de las empresas de distribuidoras comparables eficientes y bien gestionadas de España y de la Unión Europea". 3) "Necesidades de inversión del siguiente período regulatorio de acuerdo a las estimaciones de evolución de la demanda". Sin embargo, en la práctica la aplicación la forma de cálculo del diferencial implica la sustitución de la metodología de las Obligaciones del Estado a 10 años por la metodología del WACC. Es decir que el Diferencial = WACC - Media Bono Español a 10 años (CNMC 2018, p. 19).

Respecto al segmento de comercialización, “la retribución a la actividad de comercialización será la que libremente se pacte entre las partes” (Ley 24/2013, artículo 14) para los clientes que se acogen a tarifas no reguladas.

No se ha encontrado en la normativa ninguna referencia a una tasa mínima de rentabilidad financiera en los balances para las empresas.

Caracterización general del mercado y de las empresas

Según la última información disponible, al 30 de septiembre de 2019 los tres grupos comercializadores de electricidad más grandes del país suman el 85 % de los puntos de suministros de los consumidores domésticos. Estos grupos son Endesa, Iberdrola y Naturgy. A nivel del conjunto del mercado eléctrico en el sector de comercialización (doméstico, pyme e industrial), estos tres grupos suman el 84,2 % de los puntos de suministro (CNMC 2020a, p. 13). Cabe mencionar que, según la información de la CNMC, a julio de 2020 hay 77 comercializadores en el ámbito de actuación nacional y un total de 351 comercializadores que actúan en un ámbito geográfico más restringido que en algunos casos no incluye las islas canarias o baleares (CNMC 2020b).

Respecto a la rentabilidad financiera observada de las empresas eléctricas, dado que: 1) hay un gran número de empresas comercializadoras, 2) que las principales empresas comercializadoras mencionadas también tienen negocios en otros sectores como el gas y dentro del propio sector eléctrico como la generación, y 3) que de la información de los estados financieros de estas empresas a los que se ha tenido acceso no se pueden separar las rentabilidades de los diferentes rubros del negocio, se ha decidido utilizar información consolidada entregada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

En particular, se muestra la rentabilidad de las cinco principales empresas del segmento de distribución eléctrica que suman 91,7 % del importe total de la retribución reconocida a la actividad de distribución de energía eléctrica en España para 2016. Estas empresas son Endesa Distribución Eléctrica, Iberdrola Distribución Eléctrica, Unión Fenosa Distribución, Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, y Viesgo Distribución Eléctrica.

Respecto a la rentabilidad financiera (*return over equity*, ROE), calculada esta como el “resultado neto dividido entre los fondos propios [y que] indica la rentabilidad total obtenida respecto de los recursos aportados por los accionistas”, las cinco empresas tienen un ROE superior al 10% en 2016. Las rentabilidades en 2016 fueron las siguientes: Hidrocantábrico Distribución Eléctrica 15,21 %, Iberdrola Distribución Eléctrica 12,42 %, Endesa Distribución Eléctrica 11,46 %, Viesgo Distribución Eléctrica 11,46 %, Unión Fenosa Distribución 10,46 % (CNMC 2017, p. 72).

Otro indicador de rentabilidad es la rentabilidad sobre el activo (*return over investment*, ROI), calculada como el cociente del resultado de explotación y el activo total, la cual “representa la rentabilidad de los activos totales y es un indicador del rendimiento obtenido por dichos activos mediante la propia actividad intrínseca a los negocios” (CNMC 2017, p. 71). Para el conjunto de las cinco empresas el ROI fue de 8,16 % en 2016. A nivel individual las rentabilidades sobre el activo en 2016 fueron las siguientes: Hidrocantábrico Distribución Eléctrica 11,8 %, Iberdrola Distribución Eléctrica 8,01 %, Endesa

Distribución Eléctrica 8,19 %, Viesgo Distribución Eléctrica 7,63 %, Unión Fenosa Distribución 5,16 % (CNMC 2017, p. 71, 73).

Finalmente, cabe mencionar que Endesa, una de las principales empresas del sector, era una empresa estatal y que inició la privatización en julio de 1997, proceso que se culminó poco después de noviembre de 2007 con la venta de las últimas participaciones estatales en el capital quedaban en aquellos momentos (SEPI 2020).

V. Francia

Aspectos generales

De manera similar al caso español en Francia la tarificación eléctrica se basa en el principio de que las tarifas reguladas son la adición de los diferentes elementos de costo del proceso de producción, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. Más específicamente, el Código de la Energía, la principal normativa que regula el sector eléctrico en Francia, establece que progresivamente desde el 31 de diciembre de 2015 las tarifas reguladas deben tener en cuenta la adición del precio de acceso regulado a la electricidad nuclear histórica, el costo de complemento de aprovisionamiento de electricidad, el costo de transmisión, el costo de distribución, el costo de comercialización y una remuneración normal de la actividad (Code de l'énergie, artículo L337-6).

En base a lo establecido en el Código de la energía, el organismo encargado de la regulación es la Comisión de Regulación de la Energía (CRE) y es también quien calcula y establece las tarifas. La CRE es una autoridad administrativa independiente, que tiene como misión principal promover "el buen funcionamiento de los mercados de la electricidad y del gas natural en beneficio de los consumidores finales y en coherencia con los objetivos de la política energética"³⁶ (CRE 2018c, p. 4).

Regulación del sector

La remuneración de las actividades de transmisión y distribución, es decir las tarifas que cobran las empresas dedicadas a estas dos actividades, están reguladas por la CRE por medio de las tarifas de utilización de las redes públicas de electricidad (TURPE). Así, existe una TURPE de alta tensión para la transmisión de electricidad llamada TURPE HTB (Haute Tension B) y una TURPE para la distribución de electricidad llamada TURPE HTA-BT (Haute Tension A-Basse Tension). Estas tarifas para remunerar la transmisión y la distribución se establecen para períodos plurianuales de aproximadamente cuatro años (Unión Française de l'Électricité 2018, p. 2).

La retribución del segmento de transmisión de electricidad es el ingreso que recibe la empresa de transmisión RTE (Réseau de Transport d'Électricité) por concepto de acceso a su red. RTE es la única empresa de transmisión del país y es filial de Électricité de France (EDF), quien tiene el 50,1% del capital de RTE (RTE 2019, p. 8). Al 31 de diciembre de 2018 el 83,7 % del capital de EDF pertenece al Estado de Francia (EDF 2019b).

³⁶ Traducción propia.

Para el cálculo de la TURPE, en la práctica, la CRE establece un "ingreso total autorizado" para los gestores de las redes de transmisión y de distribución. Este ingreso total autorizado, en lo fundamental, es la suma de los cargos netos de explotación y de los cargos de capital normativos (CRE 2018b, p. 9; CRE 2016, p. 10-11).³⁷

Respecto a la tasa de rentabilidad, para el sector de transmisión los cargos de capital normativos corresponden a la suma de la amortización anual de los activos y la tasa de remuneración del capital inmovilizado no amortizado (CRE 2016, p. 11). El cálculo de la tasa de rentabilidad del capital inmovilizado no amortizado se basa en la metodología del costo medio ponderado del capital (WACC), es decir la misma metodología que se utiliza en España desde 2020, y también es antes de impuestos. Esto se basa en el principio de que la remuneración de la empresa de transmisión debe permitirle, por un lado, "financiar los cargos de interés sobre la deuda y, por otro lado, entregarle una rentabilidad de los fondos comparable a aquella que podría obtener para las inversiones que impliquen niveles de riesgo comparable" (CRE 2016, p. 11).

En el segmento de distribución, igual que se vio en el caso de la transmisión, la tasa rentabilidad también se calcula como un porcentaje sobre los activos no amortizados a través de la metodología de costo medio ponderado del capital (WACC).

No se ha encontrado en el Código de la Energía o en la normativa que publica la CRE para los cálculos de las tarifas ninguna referencia a una tasa mínima de rentabilidad fija, ya sea para la transmisión o para la distribución. Lo que se establece es el criterio de que las inversiones obtengan una tasa de rentabilidad comparable a la que obtendrían inversiones que impliquen niveles de riesgo comparable. La tasa de rentabilidad es antes de impuestos.

Respecto a la tasa de rentabilidad de la actividad de comercialización, la CRE (2020b, p. 15) considera que al ser una actividad poco intensiva en capital la tasa de remuneración o tasa de rentabilidad no puede calcularse como una tasa sobre los activos como en el caso de las actividades de transporte y distribución, sino que tiene que calcularse como un margen llamado "*at-risk*". Esto tiene como objetivo cubrir, además de la remuneración del capital invertido en la actividad de comercialización, los riesgos soportados por la empresa en tanto que comercializadora (CRE 2020b, p. 15). Es por ello que la tasa de rentabilidad se establece como una cantidad en euros por MWh (€/MWh) que equivale a un porcentaje de la tarifa antes de impuestos, y no como un porcentaje sobre los activos.

Por otro lado, la CRE considera que los riesgos de las empresas comercializadoras deberían estar cubiertos en un 95%, es decir que en el 95% de los casos obtienen un beneficio. De este modo la CRE establece varias categorías de riesgo, calcula la esperanza de ocurrencia y les atribuye un valor en €/MWh (CRE 2020b, p. 15).

³⁷ En la fórmula del ingreso total autorizado se incluyen dos elementos más que, por motivos de plazo de entrega del informe y para no complejizar demasiado el análisis, no se analizan aquí ya que los cargos de explotación y de capital son los más importantes.

Esta tasa de remuneración cambia según las condiciones del mercado y los cálculos que hace la CRE y se hacen antes de impuestos.

Caracterización general del mercado y de las empresas

Desde el año 2007 todos los consumidores, incluidos los residenciales, pueden optar por una tarifa regulada o contratada al precio ofrecido por la empresa comercializadora de electricidad (CRE 2020^a, p. 6), es decir que todos los hogares pueden ser clientes regulados o libres en cuanto a la tarifa escogida. Las tarifas reguladas para los hogares las ofrecen los llamados comercializadores históricos, es decir, fundamentalmente la antigua empresa monopólica estatal Électricité de France (EDF) y otros ciento sesenta y dos comercializadores locales. Las tarifas con ofertas con precio libremente contratado las ofrecen tanto los comercializadores históricos como el resto de comercializadores, llamados estos últimos alternativos (CRE 2020^a, p. 6).

De los consumidores residenciales, al 31 de diciembre de 2019, el 72 % tenía una tarifa regulada con un comercializador histórico y el 28 % restante tenía suministro de precio libremente contratado (CRE 2020a, p. 8). Respecto al 28 % de clientes con tarifa a precio libre, el 26 % era con comercializadores alternativos y el 2 % con un comercializador histórico (CRE 2020a, p. 10)

Cabe mencionar, para comprender mejor el contexto histórico respecto a lo dicho en los párrafos anteriores, que EDF es el antiguo monopolio estatal de generación, transmisión y distribución de electricidad de Francia, creado en 1946 en forma de empresa estatal monopólica de todo el sector eléctrico del país (EDF 2019). Con la liberalización del sector hoy en día EDF no es un monopolio eléctrico y al 31 de diciembre de 2018 el 83,7% del capital de EDF pertenecía al Estado de Francia (EDF 2019b).

Por otro lado, según la CRE (2020a, p. 11), el mercado de la electricidad está muy concentrado para todos los tipos de clientes (grandes clientes no residenciales, clientes medianos no residenciales, pequeños clientes residenciales y clientes residenciales). De todos estos clientes el sector que presenta una mayor concentración es el de clientes comerciales. La concentración la mide la CRE según el índice Herfindahl-Hirschmann, uno de los indicadores utilizado habitualmente para medir la concentración en un mercado determinado³⁸. Según la Comisión Europea, un mercado es poco concentrado si el índice es inferior a 1.000 y muy concentrado si es superior a 2.000 (CRE 2020^a, p. 11). En el caso del mercado de consumidores residenciales el índice es superior a 5.000, es decir por encima de lo que se considera un mercado muy concentrado.³⁹

³⁸ Este índice puede variar entre 0 y 10.000, donde 0 es un mercado infinitamente atomizado y 10.000 un monopolio. En términos formales, el HHI se define como $H = \sum_{i=1}^n s_i^2$, donde H es el índice Herfindahl-Hirschman, S_i es la participación de mercado de la empresa i y N es el número de empresas.

³⁹ Aquí solamente se hace referencia al índice Herfindahl-Hirschmann, pero la competencia en el mercado tiene más complejidades que no puede captar este índice.

VI. Australia

Aspectos generales

De forma similar al caso de España y Francia, la tarifa de la electricidad que pagan los consumidores finales se basa en el principio sumar los elementos de costo del proceso de producción, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, el costo de satisfacer los requisitos de la regulación medioambiental y la rentabilidad de las empresas (ACCC 2020, p. 4).

Los segmentos de generación y comercialización están expuestos a la competencia y los segmentos de transmisión y distribución funcionan bajo la forma de monopolios regulados para emular la competencia (Chester 2015, p. 2). Ahora bien, existen límites máximos a los precios que las empresas comercializadoras pueden cobrar a los clientes residenciales (AER 2020a).

El National Electricity Market es el sistema interconectado más importante del país que abarca la zona este del país (Queensland, New South Wales, Victoria y South Australia) y Tasmania y está regulado por la Australian Energy Market Commission que se encarga de establecer y revisar la regulación en materia de energía. Los Estados de Western Australia y Northern Territory no están conectados al *National Electricity Market* y tienen marcos regulatorios propios (AEMC 2020). El Australian Energy Regulator (AER) es el encargado de la regulación económica de los sistemas de transmisión y distribución de electricidad y gas (AER 2018a, p. 11).

Regulación del sector

Desde el año 2018 el Australian Energy Regulator ha establecido una manera de cálculo de la tasa de rentabilidad (*rate of return* según la normativa australiana) para las empresas del segmento de transmisión y distribución y se basa en los elementos que se explican a continuación.

En lo fundamental se utiliza la metodología ya explicada del WACC. Más específicamente, la tasa de rentabilidad es un promedio ponderado de dos elementos: 1) retorno sobre el patrimonio (*return on equity*, ROE) ponderado en un 40% y 2) retorno sobre la deuda ponderado en un 60% (AER 2018b, p. 3). El retorno sobre el patrimonio se calcula para cada período tarifario y no se actualiza anualmente, mientras que el retorno sobre la deuda se actualiza cada año (AER 2018a, p. 14-15). Por lo tanto, la tasa de retorno se actualiza cada año para reflejar los cambios en los costos del endeudamiento. (AER 2020b, p. 126).

Respecto a la tasa de retorno sobre el patrimonio se consideran, entre otros elementos, la tasa libre de riesgo representada por los bonos del Estado llamados Australian Government Securities y una proporción de la prima asociada al riesgo propio del mercado eléctrico (*market risk premium*). En términos sucintos, la prima asociada al riesgo del mercado es la diferencia entre la tasa libre de riesgo del bono del Estado y el retorno esperado en el mercado eléctrico. Es decir, la prima asociada al mercado tiene el objetivo de compensar al inversor por el riesgo propio de una empresa promedio del sector eléctrico (AER 2018a, p. 220).

Por lo tanto, el cálculo de la tasa de rentabilidad del segmento de transmisión y distribución se calcula con la metodología del Weighted Average Cost of Capital (WACC) (AER 2020b, p. 122-123), de manera similar a los casos analizados de España y Francia.

No se ha encontrado en la legislación ni en los documentos sobre regulación del mercado eléctrico revisados ninguna referencia a una tasa mínima de rentabilidad.

Caracterización del mercado y de las empresas

En 1990, el sector eléctrico australiano estaba formado por 34 empresas estatales integradas verticalmente y desde entonces ha habido un proceso de privatización (Chester 2015).

En el sector de generación la mayoría de la capacidad de generación es de empresas privadas en los estados de Victoria, New South Wales y South Australia. En Queensland y Tasmania la mayoría de la capacidad de generación es de empresas que son propiedad del Estado o que este controla (AER 2020, p. 83).

Según menciona el Australian Energy Regulator, las redes eléctricas de Australia eran propiedad del gobierno, pero muchos estados han privatizado completa o parcialmente sus activos. La privatización empezó en el estado de Victoria, que vendió sus redes de transmisión y distribución en los años 1990 (AER 2020b, p. 119). En el año 2000 el gobierno de South Australia vendió sus redes de transmisión y licitó el uso de las redes de distribución (AER 2020b, p. 119). En 2015 el gobierno de New South Wales licitó el uso de sus redes de transmisión y del 50 % de las redes de distribución a privados. En el sector rural las redes eléctricas son propiedad del Estado (AER 2020b, p. 119). En Queensland, Tasmania, el Northern Territory y Western Australia las redes de transmisión y distribución son de propiedad completamente estatal (AER 2020b, p. 119).

Respecto a la concentración del mercado, según el índice Herfindahl-Hirschmann, ya comentado anteriormente, en el mercado mayorista de electricidad está altamente concentrado ya que el índice promedio es superior a 2.000 para el conjunto del National Energy Market. Los valores del índice por región varían entre un mínimo de 1.058 (moderadamente concentrado) y 3.192 (altamente concentrado) (AER 2018d, p. 20).⁴⁰

⁴⁰ Como se mencionó para el caso de Francia, solamente se hace referencia al índice Herfindahl-Hirschmann, a pesar de que el proceso competitivo es complejo y este es un indicador que no entrega todas las sutilezas de la competencia. Para más información sobre la competencia en el mercado al por mayor de electricidad en Australia se puede ver el informe de la AER (2018d).

Referencias

- Ley Chile, 2020. Ley 21.194 que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica. Disponible en: <http://bcn.cl/2f8er>
- Osinergmin, 2017. Ley N° 27.510: Ley que crea el Fondo de la Compensación Social Eléctrica. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/pdf/LEY%20N%C2%BA%2027510.pdf>
- Osinergmin, 2011. Fundamentos técnicos y económicos del Sector Eléctrico Peruano. Disponible en:
[http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios Economicos/Libros/Libro Fundamentos Tecnicos Economicos Sector Electrico Peruano.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro_Fundamentos_Tecnicos_Economicos_Sector_Electrico_Peruano.pdf)
- Resolución No. 097: Aprueba principios generales y metodología para el establecimiento de cargos para uso de Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local. Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2008-Creg097-2008>
- Resolución 070 de 1998. Reglamento de distribución de energía eléctrica. Disponible en: https://www.enel.com.co/content/dam/enel-co/espa%C3%B1ol/2-empresas/marco-regulatorio/resolucion_070_de_1998.pdf
- CREG, 2019. Resolución 015 de 2019: Modifica tasa de retorno para la actividad de distribución de energía eléctrica, aprobada en la resolución CREG 016 de 2018. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/5fe3bde292bc2c43052583a2006bace2/\\$FILE/Creg015-2019.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/5fe3bde292bc2c43052583a2006bace2/$FILE/Creg015-2019.pdf)
- CREG, 2018. Resolución 015 de 2018. Establece metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. Disponible en:
[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/\\$FILE/Creg015-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/$FILE/Creg015-2018.pdf)
- CREG, 2008. Resolución 093 de 2008, Define metodología para el cálculo de la tasa de retorno que se aplicará en la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica y fija dicha tasa. Disponible en:
[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/1ba603fcae78ab5d0525785a007a7089/\\$FILE/Creg093-2008.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/1ba603fcae78ab5d0525785a007a7089/$FILE/Creg093-2008.pdf)
- <https://www.creg.gov.co/sectores/energia-electrica/que-es>
- Departamento Administrativo de la Función Pública, 1994. Ley 142 de 1994, que estable el régimen de los servicios públicos domiciliarios. Disponible en: https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma_pdf.php?i=2752
- Diario Oficial, 1994. Ley 143 de 1994, establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional. Disponible en: https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/667537/Ley_143_1994.pdf
- Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE), 2018. Informe ENRE 2018. Disponible en: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/informeannual2018_final.pdf
- Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), 2020. Ente Nacional Regulador de la Electricidad: Tarifas. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/enre/tarifas> (consultado en agosto 2020).
- Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), 2020. Tarifa Social. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/enre/tarifa-social-servicio-electrico-edenor-edesur>

- Gobierno de Argentina, 1992. Ley Núm. 24.065, de Generación, transporte y distribución de electricidad. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/ley24065.pdf>
- Gobierno de Argentina, 2020. Ley Núm. 27.469. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/decreto-1093-2018-316977/texto>
- Nieto, 2011. Regulación del sector distribución eléctrica, Instituto Tecnológico de Buenos Aires. Disponible en: <https://ri.itba.edu.ar/bitstream/handle/123456789/240/TESIS%20FNieto%2045017.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Ministerio de Energías y Minas (Minem), 2020. Anuario ejecutivo de electricidad 2019, elaborado por la Dirección General de electricidad. Disponible en: <http://www.minem.gob.pe/download.php?idTitular=9736>
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinermin), 2011. Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano, elaborado por Dammert, Molinelli y Carbajal. Disponible en: https://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro_Fundamentos_Tecnicos_Economicos_Sector_Electrico_Peruano.pdf
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinermin), 2015. La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país. Disponible en: https://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinermin-Industria-Electricidad-Peru-25anos.pdf
- Secretaria de Energía, 2011. Informe quinquenal del sector eléctrico 2006 – 2010. Disponible en: http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion_del_mercado/publicaciones/mercado_electrico/informeselectrica/quinquenal2006_2010.pdf
- ACCC (2020). Retail electricity pricing inquiry – final report. June 2018. Australian Competition and Consumer Commission. Disponible en <http://bcn.cl/2f646> (consultado el 29 de julio de 2020).
- AEMC (2020). National Electricity Market. Australian Energy Market Commission. Disponible en <http://bcn.cl/2f649> (consultado el 29 de julio de 2020).
- AER (2018a). Rate of return instrument explanatory statement. December 2018. Australian Energy Regulator. Disponible en <http://bcn.cl/2f64c> (consultado el 29 de julio de 2020).
- AER (2018b). Rate of return instrument. December 2018. Australian Energy Regulator. Disponible en <http://bcn.cl/2f64e> (consultado el 29 de julio de 2020).
- AER (2018c). Rate of return annual update. December 2019. Australian Energy Regulator. Disponible en <http://bcn.cl/2f64j> (consultado el 29 de julio de 2020).
- AER (2020a) Retail electricity prices review - Determination of default market offer prices 2020-21. Disponible en <http://bcn.cl/2f64i> (consultado el 20 de julio de 2020).
- AER (2020b). State of the energy market 2020. Australia Energy Regulator. Disponible en <http://bcn.cl/2f64r> (consultado el 29 de julio de 2020).
- Chester, L. (2015). The privatization of Australian electricity: claims, myths and facts. *The economic and labour relations review*. Vol. 26 issue 2.
- CNMC (2017). Informe de análisis económico-financiero de las principales empresas de distribución del sector eléctrico. Disponible en <http://bcn.cl/2f64t> (consultado el 28 de julio de 2020).

- CNMC (2018). Acuerdo por el que se aprueba la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Disponible en <http://bcn.cl/29tdp> (consultado el 30 de abril de 2019).
- CNMC (2020a). Informe de supervisión de los cambios de comercializador – tercer trimestre 2019. Disponible en <http://bcn.cl/2f64w> (consultado el 27 de julio de 2020).
- CNMC (2020b). Listado de comercializadoras de electricidad. Disponible en <http://bcn.cl/2f64y> (consultado el 27 de julio de 2020).
- Code de l'énergie (artículo L337-6). Les tarifs réglementés de vente. <http://bcn.cl/2f650> (consultado del 28 de julio de 2020).
- CRE (2016). Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTB. Commission de Régulation de l'Énergie. Disponible en <http://bcn.cl/29zys> (consultado el 2 de mayo de 2019).
- CRE (2018b). Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 juin 2018 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT. Délibération 2018-148. Commission de Régulation de l'Énergie. Disponible en <http://bcn.cl/29u7g> (consultado el 2 de mayo de 2019).
- CRE (2018c). Rapport d'activité 2017. L'organisation et les missions de la CRE. Commission de Régulation de l'Énergie. Disponible en <http://bcn.cl/29ve6> (consultado el 6 de mayo de 2019).
- CRE (2020a). Les marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel. 4^E trimestre 2019 (données au 31/12/2019). Commission de Régulation de l'Énergie Disponible en <http://bcn.cl/2f651> (consultado el 28 de Julio de 2020).
- CRE (2020b). Délibération de la Commission de régulation de l'énergie portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité. Délibération N° 2019-028. Commission de Régulation de l'Énergie. Disponible en <http://bcn.cl/2f652> (consultado el 28 de julio de 2020).
- EDF (2019). Qui sommes-nous ? Histoire. Électricité de France. Disponible en <http://bcn.cl/29tyk> (consultado el 2 de mayo de 2019).
- EDF (2019b). Structure du capital. Électricité de France. Disponible en <http://bcn.cl/29yxa> (consultado el 13 de mayo de 2019).
- Ley 24/2013. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Disponible en <http://bcn.cl/2f656> (consultado el 27 de julio de 2019).
- RD 1047/2013. Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica. Disponible en <http://bcn.cl/2f65b> (consultado el 27 de abril de 2019).
- RD 1048/2013. Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica. Disponible en <http://bcn.cl/2f65e> (consultado el 27 de abril de 2019).
- REE (2019). Accionariado. Red Eléctrica de España. Disponible en <http://bcn.cl/29snj> (consultado el 29 de abril de 2019).
- RTE (2019). Rapport de gestion comptes consolidés 2018. RTE. Disponible en <http://bcn.cl/29yxh> (consultado el 13 de mayo de 2019).

- SEPI (2020). Endesa. Sociedad Estatal de Participación Industriales. Disponible en <http://bcn.cl/2f65h> (consultado el 30 de julio de 2020).
- Union Française de l'Électricité (2018). Tout savoir sur le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE). Observatoire de l'industrie électrique. Septembre 2018. Disponible en <http://bcn.cl/29u6x> (consultado el 2 de mayo de 2019).

Disclaimer

Asesoría Técnica Parlamentaria, está enfocada en apoyar preferentemente el trabajo de las Comisiones Legislativas de ambas Cámaras, con especial atención al seguimiento de los proyectos de ley. Con lo cual se pretende contribuir a la certeza legislativa y a disminuir la brecha de disponibilidad de información y análisis entre Legislativo y Ejecutivo.



Creative Commons Atribución 3.0
(CC BY 3.0 CL)