

El desarrollo de la tarificación de los servicios de transmisión en México

Historia, tendencias y perspectivas



Centro de Investigación Económica y Presupuestaria, A.C.
Friedrich Ebert Stiftung

Eduardo Prud'homme | eduardo.prudhomme@gadex.mx

3 de febrero de 2021

1

Introducción

A partir de la última década del siglo pasado, México se ha embarcado en transformar su sector eléctrico con la adecuación del andamiaje institucional para permitir la participación privada en diversos segmentos de la cadena de valor. En 1992, la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) fue modificada con el objetivo de permitir que empresas privadas participasen en actividades relacionadas con la generación eléctrica. Las figuras legales de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, producción independiente de energía, exportación e importación abrieron espacio a la inversión y ampliaron la oferta de energía eléctrica. En contraste, la comercialización o suministro persistió como actividad controlada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) con una organización industrial en el sector eléctrico de “comprador único” en la que las sociedades de autoabastecimiento y cogeneración sólo podían vender sus excedentes de energía a CFE y no directamente a los consumidores finales. Este comprador único actuaba como monopolio en las actividades de transmisión,

distribución y comercialización, situación que dejaba a los consumidores finales como clientes cautivos de CFE.

En 1995, la Ley de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) es promulgada y con su creación, este regulador sectorial queda a cargo de la promoción del desarrollo eficiente de las actividades relacionadas al sector eléctrico, aunque con facultades muy limitadas. Si bien tenía atribuciones para aprobar las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por los servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica, en el ámbito de tarifas de suministro y venta de energía tenía una participación menor y siempre acotada por las decisiones de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP). El modelo de comprador único no era propicio para lograr una cabal separación de actividades que motivase a la generación eléctrica a desarrollar su potencial competitivo y a imponer una regulación económica efectiva en los segmentos monopólicos controlados por CFE. En este contexto, a pesar de la existencia de facultades para establecer directivas o principios regulatorios alrededor de la actividad de transmisión, las decisiones de la CRE en materia de tarifas de transmisión carecieron de la profundidad o detalle necesarios para alcanzar objeti-

vos de eficiencia, seguridad y sostenibilidad conforme a criterios comúnmente aplicados en la experiencia regulatoria internacional.

En 1998, la CRE aprobó una metodología para determinar los cargos por el servicio de transmisión de energía eléctrica aplicable a todos los servicios de transmisión solicitados por particulares en las modalidades de auto abasto principalmente. Esta metodología fue propuesta por CFE sin que los usuarios tuviesen oportunidad de cuestionar y sin deliberaciones regulatorias importantes. A juicio de la CRE, este método cumplía con lo establecido en el Reglamento de la LSPEE¹, pues tomaba en cuenta los costos incurridos por CFE para proporcionar dicho servicio, con un detalle regional relevante, y con las consideraciones técnicas necesarias para no afectar la calidad, estabilidad y seguridad del servicio. Sin embargo, esta decisión regulatoria y sus modificaciones ocurrieron sin la emisión de una regulación secundaria con definiciones claras sobre cuáles son los costos regulatoriamente aceptables para la actividad, cómo deben ser asignados entre regiones y usuarios y cuál debe ser el vínculo entre los costos y el desempeño eficiente y seguro. Durante más de tres lustros, el quehacer regulatorio alrededor de las tarifas de transmisión eléctrica tuvo una evolución muy limitada y sin criterios explícitos. Prueba de ello fue la determinación de una tarifa de porteo para energía de fuentes renovables con un diseño y nivel de costos muy diferente al del porteo con fuentes convencionales sin que exista una diferenciación obvia en los costos del servicio de transmisión.

Tras varios intentos fallidos de cambiar el marco legal para cambiar la estructura de la industria, el proceso de apertura condujo a la promulgación de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) de 2014. Ésta pone al mercado como el mecanismo de asignación de recursos y a los precios resultantes de la interacción entre agentes como la señal económica preponderante. En este marco, las actividades de los segmentos de transmisión y distribución son reguladas y sus costos son trasladados a los participantes de la industria a través de tarifas reguladas.

Ya con el nuevo marco legal, la CRE expidió una lista de tarifas a ser aplicadas por CFE por el servicio público de transmisión². Sin embargo, la autorización de estas tarifas no ocurrió con la regulación secundaria ya desarrollada en lineamientos o disposiciones generales de carácter general. Estos temas son relevantes toda vez que la regulación tarifaria prevista por la LIE requiere de una cabal separación de actividades que permita distinguir con claridad los costos de la prestación del servicio de cada actividad. Estas carencias de regulación secundaria impiden tener una regulación tarifaria de transmisión efectiva, predecible y transparente. Estas deficiencias a su vez significan un obstáculo para consolidar un mercado eléctrico competitivo, pueden tener efectos nocivos de largo plazo en la seguridad energética y no son un buen punto de partida para atender la agenda de cambio climático.

La tarificación de un segmento de redes (monopolio natural caracterizado por una curva de costos sub-aditiva) es el pilar de la regulación económica de las redes de energía. En este caso, la determinación de una tarifa basada en el otorgamiento -al monopolista- de un requerimiento de ingresos calculado a partir de costos eficientes supone la búsqueda prioritaria de protección al usuario de los servicios de transmisión de energía eléctrica y del consumidor en última instancia. Sin embargo, este consenso sobre el papel de la regulación queda enrarecido cuando los segmentos monopolísticos están a cargo de una empresa pública de un talante politizado y con un desempeño financiero de repercusiones directas en el erario.

Al momento de establecer una tarifa o definir una metodología de cálculo al respecto, el fin último del regulador es encontrar un equilibrio entre una debida acotación al abuso de poder de mercado por parte del operador o inversionista asociado a la red y una señal de precio que no desincentive la inversión o afecte la operación de dicha red. La consecución de tal equilibrio no tiene una forma única y en la mayoría de las ocasiones solo una solución imperfecta es lograda, y en tal caso las razones para la decisión tomada deben clarificar los conflictos identificados y los criterios ponderados.

¹ Art 158: "Los cargos por servicio de transmisión que brinda la CFE a los particulares, se calcularán tomando en cuenta los costos en que ésta incurra para proporcionar dicho servicio, con el detalle regional que se considere relevante".

² Acuerdo A/045/2015.

Incluso, previo a las consideraciones, cada regulador debe poner a discusión numerosas nociones para lograr definiciones aceptables para todos los participantes del mercado.

El permitir que diferentes oferentes tengan acceso a la red, sea de transmisión o de distribución de energía, crea condiciones de diversificación de suministro. La diversificación reduce los riesgos operativos y comerciales inherentes a una red monopólica de manera que hay mejoras en la seguridad energética (entendida como la minimización de la probabilidad de interrupción), la confiabilidad (entendida como la existencia de alternativas de respaldo), la continuidad (entendida como la disminución del tiempo esperado de interrupción) y la eficiencia (al haber más oferentes es menor posibilidad de ejercer poder de mercado por parte de un suministrador dominante). Esto es, el efecto pernicioso de tener un monopolio en la actividad de transmisión de energía es contrarrestada con la aplicación efectiva de un acceso abierto no indebidamente discriminatorio.

Para que el acceso abierto a los servicios de conducción de energía sea efectivo es importante que la contraprestación a pagar por el servicio, esto es la tarifa, no imponga una barrera de entrada, implique un trato discriminatorio a los usuarios o provoque un fuerte incentivo a evadir el uso de la red cuando sea factible. En contraste, la tarifa debe ser lo suficientemente atractivo para que el operador y/o dueño de la red invierta los recursos necesarios para mantener el buen funcionamiento de la infraestructura de conducción y esté dispuesto a tomar los riesgos inherentes a la actividad regulada.

El presente documento pretende ser una monografía dedicada a la regulación tarifaria de la transmisión eléctrica y su peso tanto en la liberalización del mercado eléctrico como en la transición energética de la economía mexicana. Junto con la descripción de las metodologías tarifarias comúnmente aplicadas en el quehacer regulatorio, el relato de la experiencia mexicana busca exhibir una relación rígida y inadecuada entre el regulador y el ente regulado. Las inercias de la integración vertical han jugado un papel de resistor y la política energética presente desde diciembre de 2018 no propician una discusión sobre la regulación tarifaria y su compromiso con la promoción del mercado y la

debida atención a los cambios tecnológicos en las redes de energía. También busca plantear interrogantes que deben servir de bases para la discusión futura sobre la manera en que las señales económicas derivadas de las tarifas afectan el manejo de la intermitencia y la generación distribuida. Finalmente, el análisis dará paso a una serie de propuestas sobre el tipo de regulación económica que México requiere para garantizar la inversión y despliegue en tecnologías renovables, cuidando la estabilidad y confiabilidad de las redes.

2

La transmisión eléctrica y sus costos

El sistema eléctrico es esencialmente una red que conecta nodos de producción, ahí donde una o varias plantas de generación son instaladas, con nodos de consumo, o centros de carga que pueden estar asociados a grandes usuarios o a conglomerados de pequeños y medianos consumidores de energía. Los arcos que conectan a estos nodos, que configuran propiamente a la red eléctrica, son las líneas de transmisión.

Desde una perspectiva técnica o económica, la transmisión puede ser comprendida como una actividad distinguible dentro de la cadena de suministro de la electricidad. Sirve primariamente como medio de transporte, pero da también servicios auxiliares que contribuyen a la estabilidad de todo el sistema respecto a niveles de voltaje. Bajo un esquema de integración vertical, la red de transmisión permite que la empresa encargada del abasto de energía pueda atender una demanda que presenta una dispersión territorial y tener cierta flexibilidad en la elección de los sitios desde donde generará electricidad. En una lógica de mercado abierto, es la red de transmisión el elemento de confluencia donde ocurren las transacciones mayoristas.

Debido a que las líneas de transmisión conforman una red de infraestructura, los costos totales de transmisión están ligados en su mayoría a los costos de inversión. Los costos de operación y mantenimiento de la red de transmisión son una proporción menor del valor de los activos. Estos costos son elementos económicos tangibles y conllevan

erogaciones efectivas por parte de la empresa propietaria y encargada de dar mantenimiento a la red. Estos costos de transmisión presentan economías de escala crecientes, un rasgo característico de los monopolios naturales. El peso económico relativo de la red de transmisión con respecto al resto de las actividades involucradas en el suministro de electricidad varía ampliamente según el tamaño de un país y la dispersión o agrupación de sus centros de producción y consumo, pero es posible afirmar que es significativamente más bajo que los costos agregados de generación y distribución³. Sin embargo, el tamaño de los recursos comprometidos en su desarrollo y operación obliga a plantear varias preguntas, ¿cómo deben ser repartidos los costos de la red instalada entre los agentes beneficiados existentes? ¿Quién debe pagar los costos de una adición a la extensión o capacidad de la red? ¿Cuál es el tratamiento económico alrededor de las pérdidas de energía inherentes a la actividad? ¿Quién debe ser responsable de las decisiones de inversión? ¿Caben las mismas respuestas cuando los usuarios de la red están relacionados con la generación mediante tecnologías renovables?

Para obtener respuestas, una categoría muy relevante para los costos de transmisión, y su asignación, es una que hace distinción entre lo específico y lo general. Con ella es posible distinguir el costo de los refuerzos del sistema eléctrico necesarios para atender una transacción de transmisión del costo sistémico del total de la capacidad instalada. Técnicamente, la determinación de los costos de refuerzos coincide en buena medida con la solución de la expansión del sistema a mínimo costo, esto es el costo incremental de transmisión. Este costo mínimo debe corresponder al costo marginal que en el marco del corto plazo equivale al costo variable, mientras que en el largo plazo debe incluir los costos de inversión necesarios para atender la transacción solicitada.

Para entender cuál es el costo incremental atribuible a una nueva transacción es pertinente aislar los rubros relevantes en el sistema de contabilidad de costos, es decir, aquellos que ocurren, cambian o desaparecen con la transición incremental en juego. Estos rubros relevantes, y solo ellos, son

los que deben ser incorporados en los cargos asociados a la transacción incremental.

En contraste, los costos sistémicos por la capacidad instalada son los asociados al desarrollo y operación de la red de transmisión como una unidad técnica capaz de atender a la transacción específica y al resto de usuarios. En un estado inicial ideal, el diseño de la infraestructura busca estar adaptado a la demanda, consistente en un conjunto inicial de transacciones que pueden ocurrir simultáneamente. Esta disponibilidad permanente e irreversible dificulta una repartición del costo global en fracciones atribuibles de manera nítida a cada uno de los usuarios del servicio. Al ser un sistema que atiende a todas las transacciones, en teoría sin discriminación indebida, uno de los temas críticos alrededor de este concepto tiene que ver con la lógica de reparto que debe ser adoptada. Los criterios de asignación pueden depender de principios regulatorios que pueden estar en conflicto. Los usuarios existentes deben llevar prelación o no sobre las nuevas transacciones son el tipo de preguntas que no tienen una respuesta única o consistente.

Una forma de asignar costos sistémicos entre transacciones es con el uso de métricas alrededor de los flujos de potencia que reflejen escenarios de operación que sirvan de referencia. Obviamente tanto la modelación como sus resultados son sensibles a los pronósticos de carga y generación de todo el sistema con y sin la transacción. Las posibles combinaciones de prelación son múltiples, lo que dificulta medir una causalidad precisa.

Para tener una buena comprensión de los costos de transmisión, es menester agregar una perspectiva funcional a la perspectiva meramente financiera. Los servicios de transmisión son actividades con valor económico realizadas por la red de transmisión en beneficio de los usuarios de la red, pero con costos para el sistema eléctrico, es decir pueden implicar externalidades para agentes ajenos a la empresa de transmisión. Estos costos transaccionales pueden ser de operación del sistema o bien de oportunidad para diferentes usuarios. Si bien la ocurrencia de este tipo de costos es perceptible simultáneamente a la transacción, su cuantificación es solo posible mediante un análisis de contraste

³ Pérez-Arriaga, Ignacio J. Regulation of the Power Sector (Power Systems) (p. 404). Springer London.

que no necesariamente está circunscrito a la red transmisión sino a la totalidad del sistema eléctrico. Son costos que tienen relevancia en un esquema de integración vertical de la industria⁴.

Los costos transaccionales de operación tienen relación con los costos de generación detonados por una reprogramación en el despacho. Esta nueva secuencia de despacho ocurre porque la adición del servicio de transmisión a un agente específico causa restricciones no observadas en el equilibrio previo y agrega nuevas pérdidas técnicas. Los costos de reprogramación principales son los de arranque de una unidad generadora no programada y los requerimientos de reserva rodante. En el caso de que fuentes eólica y solar estén involucradas en la transacción, la respuesta operativa es más compleja, y por ende más costosa dada su naturaleza intermitente.

Los costos en esta categoría no son observables, solo pueden ser estimados. La tarea de estimación es una eminentemente técnica: mediante una caracterización del flujo de carga óptimo, una representación de los costos del sistema eléctrico⁵ y el planteamiento de un problema de minimización de tal función de costos. La simulación puntual de los flujos de carga existentes no permite calcular los costos de operación incurridos por la reprogramación. Por lo tanto, su determinación puede darse mediante dos aproximaciones: por una aproximación de diferencia o por una de sensibilidad. En la primera, el flujo de carga asociado es simulado con y sin la transacción para identificar la variación en el costo de producción total. En el segundo, el costo es estimado mediante la suma del costo óptimo de potencia incremental en todos los puntos de inyección y recepción involucrados en la transacción.

Para transacciones de largo plazo, la estimación del costo de operación debe partir de un modelo que simula la operación óptima inter temporal del sistema de potencia. Por practicidad, la modelación de flujo de carga óptima parte de escenarios de operación para cada año durante la dura-

ción de la transacción con atención en la curva de duración de carga. En la realidad, estas curvas son inciertas y aunque existen patrones reconocibles, los elementos fortuitos que pueden alterarlas son innumerables. Nuevamente, la realización de estas estimaciones enfrenta mayores complicaciones cuando más energías renovables son integradas en la representación del sistema. El tomar valores esperados de factor de planta es una solución imperfecta y es frecuente que en las restricciones a cumplir en el proceso de optimización su aportación a la potencia quede descartada. El costo de operación total se calcula como la suma de los costos de operación ponderada para todos los escenarios.

Los costos de oportunidad de transmisión representan la segunda mejor opción a la que se renuncia a causa de la transacción. Típicamente están asociados a las ganancias no obtenidas debido a las restricciones de operación que pueden ser consecuencia de un desplazamiento de una unidad de generación más eficiente por restricciones de operación o por costos adicionales al sistema de transmisión debido a las transacciones firmes, esto es, en algunos períodos, la línea está congestionada y, por lo tanto, el uso de la red por parte de algunos usuarios obliga a otros a buscar una alternativa (por ejemplo, obtener electricidad a un precio más alto de un generador local).

El costo de oportunidad es intangible en gran medida y existe muy poca experiencia en su evaluación. En esencia implica un proceso de jerarquización para establecer una prelación de las transacciones. Un escenario de referencia debe quedar plenamente delineado. Sin embargo, no existe un único criterio para tal proceso. Tampoco es simple tener una especificación explícita de los efectos indirectos. Pese a lo anterior es innegable su ocurrencia.

3

Las tarifas de transmisión eléctrica.

⁴ Shirmohammadi, D., Rajagopalan, C., Alward, E.R., Thomas, C.L. Cost of transmission transactions: an introduction. IEEE Transactions on Power Systems (Volume: 6, Issue: 4, Nov. 1991).

⁵ Esta caracterización de la función de costos conlleva un conjunto de supuestos alrededor del precio de los factores de producción involucrados. Hay que tomar un valor para el costo de capital, lo que a su vez requiere el establecimiento de criterios legales y económicos. También hay que definir un horizonte del proyecto, una política de depreciación, unos costos de la energía (que son sensibles a la tecnología, eficiencia térmica y precio de los combustibles), etc.

Los costos de la transmisión eléctrica son recuperados a través del cobro de tarifas de transmisión. Las tarifas, como cualquier precio, son una señal económica que incentiva o inhibe el comportamiento de los agentes económicos, que determina la forma en que los recursos son asignados y, por ende, sus efectos agregados exhiben la valoración social alrededor del bien o servicio en cuestión. En el caso de la energía y su suministro, la formación de precios conlleva mecanismos complejos que obedecen el balance entre la oferta y la demanda, las restricciones físicas de su conducción, las economías de red, la organización industrial de mercado energético y el diseño institucional con el que un Estado decide intervenir en las diferentes transacciones de la cadena de suministro. En esta industria, el capital es el factor intensivo de producción con una marcada inmovilidad física. De ahí que la manera en que la inversión es desplegada tiene efectos dinámicos de largo plazo que pueden llevar a resultados subóptimos. El carácter esencial del suministro eléctrico, así como la estructura de costos de algunos de sus segmentos, con altos costos fijos, hace que la competencia en el desarrollo de redes, sean de transmisión o distribución sea impráctica o indeseable.

En un entorno de integración vertical, situación observable típicamente hasta las últimas dos décadas del siglo pasado, el servicio eléctrico, medido a través de la energía entregada a los usuarios queda sujeto a una regulación de precios. En cambio, de existir separación de actividades, la regulación económica prevalece sólo en aquellos segmentos en los que prevalecen las condiciones para un monopolio natural y en el resto de las actividades, de ocurrir un acceso abierto efectivo y no discriminatorio, los precios resultan de la concurrencia de agentes.

Si bien no existe una convención aceptada universalmente, la denominación de tarifa pretende hacer patente ciertas particularidades del precio. Su origen es un vocablo árabe asociado a una lista de precios que es informada o notificada. Esto significa que su determinación es ajena a la interacción entre agentes en la transacción, y queda a cargo, típicamente, de una autoridad. Esta autoridad buscará que la manera en que fija el precio provoque ciertos comportamientos deseables y congruentes con el cumplimiento de ciertos principios u objetivos.

Al ser resultado de un acto de autoridad, el proceso de determinación de una tarifa puede arrojar una composición y una rigidez que reflejarán la complejidad de tales principios. Es así como su estructura no siempre es lineal, es decir no es expresada como un valor por unidad. Una tarifa puede tener dos términos (binómica) o más (polinómica), con componentes fijos y variables. Incluso los componentes variables pueden depender de distintos atributos del servicio. Por ejemplo, en el caso de los servicios eléctricos los cargos variables pueden depender tanto de la energía entregada como de la potencia demandada en un periodo.

Dado que los valores de los componentes no fluctúan conforme a las condiciones del mercado, su comportamiento en el tiempo sigue las pautas que la misma autoridad define o incluso una instancia superior, ya sea un ente regulador o agrupación de prestadores del servicio. Al ser un conjunto de cargos definidos, tal definición conlleva un proceso que es materialmente imposible de repetir o actualizar de manera continua en el tiempo, de manera que su valor esta libre de fluctuaciones por un periodo de tiempo determinado.

La determinación de tarifas, esto es, el proceso que define y calcula una tarifa ha sido una práctica con extensa aplicación en la experiencia internacional de regulación de servicios en redes de energía por varias décadas. La determinación de tarifas seguida en el quehacer de reguladores del sector energético a nivel internacional ha llevado a la convergencia de ciertos principios y conceptos a tomar en cuenta en las metodologías tarifarias.

La práctica alrededor de las metodologías tarifarias pone atención especial a la estructura de las tarifas por razones de relevancia para la actividad, para la industria y para la sociedad. En primer lugar, es el medio de recuperación de los costos en los que incurre una empresa durante su actividad regulada en la cadena de suministro de energía. De existir una recuperación de costos adecuada y una retribución razonable a los riesgos de la actividad, la actividad regulada será atractiva a la inversión necesaria para la continuidad de los servicios. En contraste, de no conseguir los ingresos suficientes para lograr la viabilidad económica, la empresa no podrá continuar con sus operaciones en el largo plazo. La in-

terrupción de los servicios o su merma en calidad tiene consecuencias negativas en el bienestar general. Además, una tarifa por debajo de los costos del servicio no promueve el uso racional de la infraestructura y acentuará los desequilibrios en la oferta y demanda de los servicios. Precisamente para evitar distorsiones importantes en la asignación de recursos, es importante que los valores de las tarifas estén vinculados con los costos causados por los consumidores del servicio prestado.

En otras palabras, un regulador sectorial debe cuidar que las tarifas que determina logren una suficiencia financiera, den las señales económicas adecuadas para que la actividad tenga un desarrollo eficiente y no ocurran subsidios cruzados entre actividades o grupos de usuarios para evitar una discriminación de precios implícita. Estas cualidades esperadas en una tarifa buscan emular los resultados que serían observables en un mercado competitivo.

Estas ideas llevadas a un marco de regulación de la industria eléctrica conllevan cualidades u objetivos que las tarifas definidas por el regulador sectorial deben tener o lograr. La suficiencia financiera, la no ocurrencia de subsidios cruzados entre actividades o grupos de usuarios y el ser una señal económica que incentive el uso eficiente de los recursos son propiedades que permiten emular los resultados observables en un mercado competitivo en el contexto de monopolio natural. La equidad y la transparencia son aspiraciones no menos importantes en el trabajo regulatorio.

La suficiencia financiera, debe entenderse como la obtención de los recursos suficiente mas no excedentes. Dotar a una empresa regulada de una tarifa que le permite recuperar recursos excedentes significa otorgar el beneficio esperado del ejercicio de poder de mercado, justo lo opuesto a los propósitos de la regulación. Por ello un elemento crítico para lograr la suficiencia financiera es definir un requerimiento de ingresos regulado, el cual debe reconocer un nivel de costos eficiente, la depreciación de los activos y un retorno razonable sobre la inversión. Una tarifa que en su determinación no tiene la cualidad de lograr una suficiencia financiera no puede ser una tarifa que propicie la adecuada escala de la actividad, lo cual es relevante en para lograr una buena cobertura de los servicios públicos. Sin ingresos

suficientes no es posible atender la confiabilidad, estabilidad y seguridad de los servicios. Por esta razón no es posible afirmar que siempre que un regulador reduce una tarifa protege el interés de los usuarios.

Una tarifa es una señal económica que resume los términos de intercambio de un bien o servicio entre agentes económicos. La aspiración del regulador es que las tarifas que define pongan a las cantidades ofrecidas y demandadas en equilibrio. Bajo esta lógica la estructura de cada tarifa debe reflejar una directa relación con los costos generados, acorde con las variables que miden la cuantía de servicio utilizado. Por ello un elemento crítico para lograr unas tarifas no distorsionantes es contar con una revisión tarifaria integral que analice de manera pormenorizada los costos de la prestación del servicio y que considere estudios de proyección de demanda que sean congruentes entre sí.

La causalidad de los costos debe ayudar a repartir o asignar los costos de manera congruente y consistente de manera que no implique un trato discriminatorio alguno a un grupo de usuarios particular. Tampoco debe privilegiar la ocurrencia de una actividad a costa de otra. Un usuario que provoca mayores costos, sean de inversión u operación debe pagar más que aquellos que causan costos menores. La causalidad y proporcionalidad contribuyen a establecer una escala adecuada de la infraestructura instalada pues evitan una utilización ineficiente de los equipos y una competencia desleal basada en subsidios cruzados.

Por ello un elemento crítico para lograr unas tarifas que reflejen la causalidad de costos y una debida proporcionalidad es contar con una adecuada clasificación de costos, una adecuada segmentación del total de los usuarios en grupos tarifarios con características comunes, deseablemente una campaña o estudio de perfiles de carga y una definición de criterios de asignación de costos que tome en cuenta la funcionalidad de los equipos y actividades que componen la prestación de los servicios.

Son todas estas consideraciones las que han moldeado las metodologías que un regulador sectorial típicamente utiliza. Un conjunto de principios contables y económicos, conceptos financieros y aspectos técnicos delimitan criterios de funcionalización, clasificación y asignación de costos. En

una simplificación extrema, el cómputo de una tarifa esencialmente es un cociente que pone a los costos en el numerador y la cantidad demandada del servicio en el denominador. Cuáles costos el regulador debe considerar, en qué compartimentos debe alojarlos, cómo distinguir nítidamente los atributos del servicio y cómo medir la cantidad en que son demandados son preguntas que pueden tener respuesta bajo enfoques diferentes.

4

Enfoques generales alrededor del requerimiento de ingresos de servicios regulados

El cómputo de tarifas consiste en varias fases que buscan relacionar a los costos, tanto de inversión como de operación, con los diferentes tipos de usuarios, los conglomerados relevantes de los equipos y la operación misma de los servicios. Este proceso integral busca estimar los costos unitarios atribuibles a los diferentes niveles de servicio. En sus primeros pasos determina cuáles costos son asignables o trasladables a quienes utilizan los servicios, es decir, el nivel de costos totales o ingreso requerido por la empresa para la prestación del servicio. Esto es, la cantidad de recursos financieros que la empresa regulada requiere para prestar el servicio en un periodo regulatorio determinado.

La estimación de un requerimiento de ingresos a un año base a ser referente en un periodo regulatorio es el elemento fundamental para la determinación de tarifas. La revisión de datos observados conlleva una funcionalización de los costos, su clasificación en fijos y variables y su respectiva asociación con la demanda (potencia), con la energía y con el número de usuarios.

De esta revisión, el regulador sectorial debe hacer una evaluación si los costos de operación y mantenimiento son adecuados, eficientes y efectivamente relacionados con el servicio regulado. Para incentivar una mejora continua en el desempeño es frecuente que el regulador ponga atención especial a sus tendencias históricas y los estándares observables de la industria.

Respecto a los costos de inversión, el regulador debe analizar el componente de depreciación y entender si en ella están registrados los activos invertidos efectivamente en el desarrollo de la infraestructura de los sistemas y si la tasa de depreciación aplicada es consistente con la su vida útil del sistema. De no ocurrir inversiones adicionales a lo largo de la vida de un proyecto específico, el monto por depreciación anual calculado permanece constante en términos reales a lo largo del tiempo hasta que el valor neto de los activos sea nulo.

En el caso de la transmisión de electricidad, la relación entre la planeación y el desarrollo de inversiones futuras plantea dilemas de relevancia regional o nacional. La planeación es un asunto de seguridad energética que debe responder a las necesidades de todos los participantes de la industria en su conjunto, no solo de la racionalidad económica de la empresa encargada de la transmisión. El dilema más relevante, que explica la presencia frecuente de empresas públicas en esta actividad es la siguiente, la identificación de los proyectos necesarios para evitar congestiones o problemas de inestabilidad debe trascender el ámbito directivo de la empresa de transmisión, pero el ejercicio de recursos financieros no procede de una fuente externa a la empresa. Consecuentemente, los procesos de planeación suelen requerir la validación del regulador sectorial.

La intervención económica crítica del regulador tiene que ver tanto con los proyectos de inversión necesarios para el adecuado funcionamiento del sistema como con el rendimiento sobre la inversión que es autorizada a la empresa o industria regulada. Tal rendimiento es la retribución al capital financiado con recursos propios y por terceros, por lo que este componente está integrado por dos rubros: el pago de dividendos o distribución de utilidades entre los accionistas y el pago de intereses o servicio de la deuda. Este componente en su conjunto representa el costo de oportunidad de los recursos invertidos en el desarrollo de la infraestructura. Lo más común es que el rendimiento sobre la inversión sea calculado como el producto del valor de la base de activos proyectada para periodo regulatorio y el costo promedio ponderado del capital (WACC por sus siglas en inglés) autorizado por el regulador. La base de activos es el valor del activo fijo neto más el capital de trabajo para

el periodo regulatorio en cuestión. El activo fijo neto es la inversión total menos la depreciación acumulada hasta el inicio del periodo regulatorio.

A los rubros anteriores debe agregarse un componente de impuestos que depende principalmente del valor que tome el rendimiento sobre la inversión asociado a recursos propios. Su valor, debe tomar en cuenta la tasa impositiva al ingreso y considerar las prácticas observadas en el pasado respecto al pago de dividendos y estrategias de reinversión de utilidades.

La manera en que un regulador sectorial revisa cada uno de los aspectos del requerimiento de ingresos depende de su marco legal y el cúmulo de decisiones pasadas.

Una corriente de regulación, observable en Norteamérica, es la de “costo de servicio” o *cost-of-service*⁶. La revisión de costos es un ejercicio esencialmente contable en el que el regulador hace juicios sobre las decisiones de inversión y operación para estimar los costos de una actividad regulada. Calificativos alrededor de la prudencia, utilización, utilidad son la base para incluir o no un rubro de costos en el agregado que conforma el requerimiento de ingresos. En esta lógica, el regulador vigila que la rentabilidad efectivamente obtenida no sea excesiva respecto a la tasa autorizada de retorno al capital. Este régimen regulatorio pone incentivos débiles hacia el desempeño eficiente o la reducción de costos de la empresa, ya que el regulador al revisar los registros contables, que muestran los costos incurridos, poco puede saber si en la adquisición de insumos la empresa optó por la alternativa más eficiente. Tampoco puede saber si la reducción de su valor o el no reconocimiento de una cuenta puede afectar la calidad o continuidad de los servicios. La tasa de rendimiento es generalmente el parámetro central de discusión entre el regulado y el regulador, en particular sobre si su valor es suficientemente atractivo para que las empresas continúen invirtiendo. Si bien el regulador suele tener facultades para solicitar abundante información, esto no elimina o resuelve las asimetrías de información entre el

regulador y la empresa dado el carácter estático de los datos pasados.

En la estimación de costos del servicio, una decisión regulatoria importante tiene que ver con el horizonte de en el que los costos de inversión son recuperados. En el proceso de asignación de costos entre los usuarios, una categoría relevante es la distinción entre usuarios presentes y futuros de manera que una equidad intertemporal sea procurada⁷.

Otra corriente de regulación pone énfasis en los incentivos que pueden lograrse con la dinámica de las revisiones tarifarias y los análisis de desempeño que conllevan. La regulación por incentivos reconoce como costos solo aquellos que lucen como eficientes o que fueron ejercidos a través de una optimización de recursos. El impulso para que las empresas reguladas busquen mejorar su gestión está resumido en una fórmula de precio máximo, *price-cap*, que al actualizarse de manera periódica incluye un elemento que merma en el tiempo su valor (mecanismo *RPI-X*). El producto de este precio por los volúmenes o capacidades ofrecidas con los servicios determinan un requerimiento de ingresos que cambia a lo largo del tiempo sin que tenga que ocurrir una intervención del regulador.

Ecuación 1

$$T_t = T_{T-1}(1 + RPI - X) \quad (1)$$

Donde, T_t es la tarifa en el tiempo t .

RPI es el cambio porcentual del en el índice inflacionario al consumidor (*Retail Price Index*).

X es el factor X de eficiencia.

Las ganancias derivadas de una operación eficiente las puede retener mayormente la empresa hasta la siguiente revisión tarifaria pero la disminución gradual lo obliga a trasladarlas parcialmente a los consumidores. Esta visión es la que predomina en la regulación del sector energético en el Reino Unido.

⁶ La regulación *cost-of-service* es conocida también como regulación de tasa de rentabilidad puesto que este parámetro es crítico en la determinación del requerimiento de ingresos a autorizar a la empresa regulada.

⁷ Giachino, Leonardo R., Jonathan A. Lesser. *Principles of Utility Corporate Finance*. Public Utilities Reports, Inc.

Los incentivos no sólo son hacia la eficiencia. El mecanismo de escalamiento puede incluir premio o castigos si la empresa regulada sigue un comportamiento determinado. Si una empresa invierte para mejorar la confiabilidad de la red, el regulador puede permitir un incremento de tarifas en términos reales a manera de premio siempre y cuando los beneficios del reforzamiento sean tangibles para los usuarios. Es decir, liga el nivel de costos a ser trasladados en la tarifa al desempeño de la empresa. De tal manera que este régimen puede ser adoptado para mejorar la operación en sus múltiples atributos: eficiencia, confiabilidad, nivel de utilización de la capacidad, seguridad industrial y flexibilidad comercial. En contraste, al imponer una métrica de desempeño específica como base para la obtención de mayores ingresos, las empresas pueden descuidar algunos aspectos del servicio que no están ligados con los indicadores autorizados por el regulador. Al requerir un entendimiento de la evolución del desempeño, la carga administrativa para la empresa y los requerimientos de información por parte del regulador pueden ser onerosos y conducir a una sobre regulación.

Estas dos formas de regular definen un espectro que da origen a esquemas híbridos. Por ejemplo, el mecanismo tarifario denominado Sliding Scale reparte las ganancias en eficiencia de manera más efectiva que el esquema price-cap⁸. Las principales ventajas atribuidas a este mecanismo tienen que ver con la inclusión de ente regulado en la decisión de la fórmula de reparto y con una mayor acotación a sus beneficios extraordinarios en una realidad de información asimétrica. Otro modelo intermedio es uno de repartición de beneficios (profit-sharing). En este, el regulador forma sus expectativas acerca de cual es el nivel eficiente de productividad de una firma bajo las características particulares del mercado. A partir de estas expectativas, define una banda alrededor de la utilidad y calcula una tarifa acorde con el nivel de productividad estimado, bajo el supuesto de que ese nivel permite cubrir la totalidad de los costos. Si la empresa obtiene beneficios fuera de esta banda la firma deberá compartir los beneficios o las pérdidas extraordinarias con los consumidores. En todo este continuo de modelos de regu-

lación hay un reconocimiento implícito a que la obtención de rentabilidad es legítima pero no está garantizada.

5

Funcionalización, clasificación y asignación de costos

Una vez determinados los costos agregados, representados por el requerimiento de ingresos, estos deben ser analizados respecto a su causalidad. Una pregunta pertinente alrededor de los costos tiene que ver con su relación con cada uno de los grupos de usuarios que son atendidos por la empresa. La respuesta no siempre es nítida pues puede ocurrir una diferenciación de funciones al momento de servir a diferentes grupos de usuarios, incluso puede haber costos bien delimitados a una actividad dedicada a un usuario específico sólo en situaciones puntuales. Los costos comunes, típicamente administrativos son los más difíciles de atribuir a una función específica y por lo tanto requieren criterios regulatorios adicionales. El establecimiento de relaciones entre costos y actividades pretende evitar la asignación de costos a un subconjunto de usuarios sin causa o mérito de por medio, situación que conllevaría la aparición de subsidios cruzados.

Las redes que transportan energía no solo son instalaciones intensivas en capital. Una vez realizada la inversión físicamente, resulta casi imposible reducir su tamaño o capacidad. Tampoco es factible desplazar o reubicar los equipos. La naturaleza de los costos por tanto es mayoritariamente fija, esto es, no depende de la cantidad producida o al menos no de algunos de sus atributos. Las redes de energía inherentemente tienen interconexiones con distintos nodos que representan a los usuarios, sean centros de carga o generadores. Las interconexiones requieren también un despliegue de inversión, específico a cada nodo y cuya ocurrencia depende del número de participantes en la red. Todos estos costos hasta aquí descritos ocurren independientemente de cuanta energía fluya a lo largo de la red. La operación también implica costos y, en el caso de transmisión

⁸ Makholm, J. D., Quinn, M., & Augustine, C. (febrero 29, 1996). Profit sharing and "sliding scaleregimes. National Economics Research Associates.

de electricidad, está ligado a la pérdida térmica derivada de la resistencia física de las líneas.

A partir de las categorías anteriores, el regulador clasifica los costos como fijos, variables y por usuario. Cada tipo de costo puede relacionarse con uno de los atributos del servicio: capacidad, energía y servicio al usuario. Típicamente el costo fijo se recupera mediante el cobro de cargos por capacidad, los costos variables mediante los cargos por energía y el costo de la gestión física y comercial de conexión con los clientes se recupera mediante un cargo por servicio. La naturaleza de los costos reconocida en esta clasificación es la razón de fondo para que las tarifas sean precios no lineales o expresiones binómicas o polinómicas.

Los procesos de funcionalización y clasificación de los costos de la empresa regulada son imprescindibles para lograr una asignación adecuada de costos entre grupos de usuarios y un diseño tarifario propicio para la industria. A cada clase de usuarios le corresponde absorber una parte de los costos, estén estos asociados a la capacidad instalada, a la energía conducida o a la forma en que un usuario se conecta e interactúa con la red. No existe una forma correcta de asignar los costos de servicios, sino un conjunto de posibilidades. Sin embargo, la aplicación de reglas de cómputo busca representar relaciones de causalidad, por ejemplo, la participación de los grupos de usuarios en día de máxima utilización de la infraestructura. De esta manera, tiene una mayor asignación proporcional de costos el conjunto de usuarios que tiene un comportamiento más volátil.

6

Diseño tarifario

El diseño tarifario es esencialmente la definición un precio regulado a partir de los elementos de costo analizados por el regulador que provoque que la empresa regulada produzca el nivel adecuado de servicio y que el usuario pague un precio que no signifique ganancias excesivas a la empresa. Y la regulación busca emular los resultados de un mercado competitivo en el que el precio de un bien equivale al costo marginal.

El enfoque de costos marginales es uno de carácter prospectivo y está ligado a un escenario de planeación del sistema que considera proyecciones de largo plazo en cuanto a la demanda esperada, las inversiones futuras, etc.

En el caso del costo marginal de transmisión, usualmente se estima a partir de la inversión necesaria para cubrir la expansión de la transmisión en relación con el crecimiento de la carga. Dicha inversión por kW es distribuida entre las horas del año, con base en la probabilidad de que el crecimiento de la carga requiera inversión adicional en transmisión. Este enfoque parte generalmente de un análisis de planeación del sistema. Este análisis busca respuestas en cuanto a cómo cambian los costos ante un cambio marginal de la demanda en periodos críticos, en la energía consumida o en el número de usuarios. El tipo de análisis y por ende el resultado es sensible al hecho de que el sistema esté integrado verticalmente o no lo esté. El análisis de costos marginales requiere los cambios en la generación, transmisión, distribución y comercialización de manera individualizada ante un cambio marginal de la unidad producida. Los costos no marginales no son considerados en el análisis.

La diferenciación de la actividad de la cadena de suministro a su vez también conlleva diferencias metodológicas en el enfoque de costos marginales. Por ejemplo, para el segmento de generación el costo marginal puede calcularse con el costo de oportunidad de diferir la inversión en una central de generación pico. Para el costo marginal de transmisión usualmente se estima el costo incremental de una línea utilizable. En el segmento de distribución se toma el costo marginal de una red teórica calculado a partir del valor neto de reposición (VNR). Todas estas aplicaciones son prospectivas y parten de ejercicios de simulación de los segmentos analizados.

Tales análisis tratan de responder a las preguntas ¿cuánto más costaría atender una unidad adicional de generación en el tiempo? o ¿cuánto más costaría transmitir una unidad más con una línea extendida por una longitud dada en un periodo dado? o ¿cuánto costaría conectar un usuario más a la red de distribución a partir de una representación aceptable de la configuración de la zona de distribución?

El enfoque de costos marginales es un enfoque basado en los principios de mercado competitivo, toda vez que el costo marginal de largo plazo (CMgLP) representa el costo a incurrir para proveer la unidad marginal cuando el sistema es óptimo (adaptado) e incluye el costo de capacidad necesario para lograr de nuevo la optimalidad. La asignación de costos ocurre eficientemente con un nivel de producción igual a la demanda hipotética para un periodo base. Con una métrica adecuada y supuestos rigurosos respecto a la remuneración de los factores de producción (costo del capital principalmente) esta metodología envía las señales económicas adecuadas y, por ende, promueve un consumo eficiente. De estar bien calculadas, las tarifas determinadas a costo marginal tienen las cualidades de neutralidad y eficiencia.

Sin embargo, una característica relevante de este enfoque es que los análisis teóricos no son verificables o contrastables con registros contables. En contraste el enfoque integrado parte de información contable pero difícilmente esta información puede ser relacionada con cada actividad con una caracterización detallada entre el nivel de costo y el nivel de producción que permitiría estimar una función económica de costos.

Hasta 1970, la metodología consistente en estimar costos marginales de una empresa regulada era la práctica recurrente para definir la estructura de las tarifas. Desde entonces, una de las críticas más importantes de este criterio ha sido la insuficiencia para recuperar a cabalidad los costos en un contexto en el que las empresas a regular son monopolios naturales con costos promedio decrecientes. Los costos marginales rara vez permiten que las empresas reguladas obtengan un ingreso requerido adecuado y por ende no ayudan a lograr el objetivo del regulador.

El esquema de costos empotrados o integrados surge como una alternativa al costo marginal. A diferencia de este último, los costos integrados ya no parten de un cálculo del costo de la última unidad de producción sino de costos históricos o conocidos. Normalmente, los costos integrados provienen de registros contables de las empresas reguladas en un periodo revisión o test period. Por ende, su aplicación es retrospectiva y esta basada en la revisión histórica de los

costos contables de la empresa. Su utilización ocurre normalmente como una forma de conciliar los objetivos de eficiencia y suficiencia económicas. De esta manera, el regulador determina la estructura de las tarifas con el enfoque de costos marginales para distinguir la contribución de cada segmento de la cadena de suministro y modula su nivel bajo un enfoque de los costos integrados.

Para la actividad de transmisión el esquema de costos integrados genera un ingreso base que resulta de la suma de los costos de proveer el servicio. Es decir, todos los componentes son agregados y son trasladados en función del uso de la red con diferentes niveles de agregación. El más simple es el método de estampilla postal y los más complejos toman la complejidad de los flujos de nodo a nodo.

El método de estampilla postal corresponde a la aplicación de una simple tarifa basada en costos medios. El costo total del servicio de transporte es dividido simplemente entre la medida del uso que cada agente hace de la red. En esta metodología, la carga asignada es completamente independiente del lugar donde la potencia es inyectada. Sin importar si se está cerca o lejos de los consumos, cada MW tendrá una tarifa asignada que es igual para todos los nodos del sistema, descrita con la Ecuación 2.

Ecuación 2

$$T_{ps} = \frac{CT}{\sum_g PG_g} \quad (2)$$

Ecuación 3

$$A_i = T_{ps} \times P_i \quad (3)$$

Donde,

T_{ps} es la tarifa de estampilla postal.

CT es el costo de total de transmisión.

PG_g es la potencia generada por el generador g .

A_i es la asignación de costos a la transacción i .

P_i es la potencia asociada a la transacción i .

Esta metodología es considerada, en general, poco eficiente en términos económicos, ya que aquellos agentes que hagan poco uso de la red estarían subsidiando indirectamente a aquellos usuarios que hagan un uso extensivo de la misma. Como señal económica no es propicia para un desarrollo eficiente pues no induce aumento de carga en las zonas donde existe mayor producción, ni la instalación de nuevos generadores en áreas de mayor consumo. Además, este método no considera la configuración de la red ni los flujos de energía involucrados. No toma en cuenta posibles “cuellos de botella” en los que un exceso de demanda puede saturar la capacidad de transmisión de la red. Ya que sólo existe una tarifa única para todos los usuarios no distingue entre categorías de demanda.

Las tarifas expedidas por CRE mediante el acuerdo A/045/2015 a ser aplicadas por CFE por el servicio público de transmisión han sido determinadas con este método.

Otro método es el de ruta acordada. En este, la empresa encargada de la transmisión y el usuario de la red acuerdan establecer una ruta de transmisión ficticia. Esta ruta acordada interconecta los puntos de inyección y recepción de potencia. Una vez que esta ruta queda establecida, una parte o la totalidad del costo de transmisión le son asignados. Para poder asignar este costo, el operador de la red debe conocer todos los acuerdos bilaterales llevados a cabo, con el propósito de determinar la extensión del uso que se le da a la red.

A diferencia del método de la estampilla postal, este método sí toma en consideración la distancia entre el punto de inyección y el punto de consumo de la potencia. No obstante –al ser esta ruta ficticia– no es representativa de la disposición real de la red. Las diferencias entre el costo asignado a la ruta ficticia y los costos asignables a la ruta real pueden ser muy significativas, lo que ocasiona ineficiencias y desequilibrios económicos pues el uso efectivo de la red podría no ser cobrado correctamente.

Además, esta metodología no puede ser del todo transparente, si no toma en cuenta un criterio objetivo y técnico para la determinación de la ruta y del consecuente costo por el servicio de transmisión. Los acuerdos entre partes difi-

cilmente pueden ser extendidos consistentemente cuando incluyen más agentes.

Un método que busca capturar la proporcionalidad de los costos en función del uso de la red es el de flujo de potencia y distancia (MW-Mile). Este parte de una representación de las condiciones reales de la red a partir del flujo de potencia, las cargas previstas y la configuración del parque de generación. Los costos son asignados entre los usuarios en función de la extensión que éstos hagan de la red de transmisión. En particular, este método tiene como criterio central de asignación de costos al flujo de potencia atribuible a cada usuario en cada circuito determinado de la red.

Ecuación 4

$$T_{MM} = \frac{CT}{\sum_k F_k \times L_k} \quad (4)$$

Ecuación 5

$$A(i) = \sum_k T_{MM} \times F_k(i) \times L_k \quad (5)$$

Donde,

T_{MM} es la tarifa de potencia y distancia (MW-Mile).

CT es el costo de total de transmisión.

F_k es el flujo en la línea k en condiciones iniciales.

$F_k(i)$ es el flujo en la línea k atribuible a la transacción i .

$A(i)$ es la asignación de costos a la transacción i .

L_k es la longitud de la línea k .

Este método solo es aplicable a transacciones bilaterales cuando los puntos de inyección y recepción son conocidos. Es impracticable su utilización en el agregado de los servicios de transmisión, es decir en un pool de operaciones. Este método considera que todos los flujos negativos asociados a una transacción son beneficiosos para la red. Sin embargo, esto solo tiene un significado relevante el caso de las líneas cercanas a sus límites de capacidad.

En estricto sentido, aunque tiene un principio de proporcionalidad no necesariamente detona las señales económicas

propicias para el desarrollo eficiente. Por ejemplo, no indica la disponibilidad de capacidad.

Desde una perspectiva de suficiencia financiera, el tomar estrictamente la capacidad total de las líneas como la base de asignación de costos, pero asignar a las transacciones específicas con base en flujo conlleva a recuperar costos solo con una plena utilización. Por lo general, la capacidad de las líneas tiende a ser mayor al flujo de potencia atribuible a los usuarios. Esto puede provocar un déficit en la recuperación de los costos.

El método de Módulo o Uso de las líneas resulta de una variación del MW-Mile. Su diferencia radica en considerar los valores absolutos de los flujos de línea originados por la transacción en lugar de sus valores relativos, positivos o negativos. Con este cambio en la ponderación, la capacidad de las líneas no es usada como base para el cálculo de la tarifa sino la totalidad de flujos de potencia atribuibles a todos los usuarios. De esta manera es posible recuperar todos los costos integrados. Este método distribuye el costo total del sistema para las diferentes transacciones, considerando transacciones en ambas direcciones. De esta forma, todos pagan, pero el costo está más diluido, por ende, el cargo es más barato para los casos en que la transacción no reduce los flujos en las líneas.

Ecuación 6

$$A(i) = \sum_k C_k \frac{|F_k(i)|}{\sum_j |F_k(j)|} \quad (6)$$

Donde,

C_k es el costo de la línea k .

$F_k(i)$ es el flujo en la línea k asociado a la transacción i .

j es el total de las transacciones de transmisión.

$A(i)$ es la asignación de costos a la transacción i .

Si bien con este método es posible lograr la suficiencia financiera, los cargos pueden variar en función de la agregación de nuevas rutas relacionadas con nuevos usuarios, o si los cargos son relativamente estables, la empresa de transmisión puede lograr ingresos excedentes importantes. Ade-

más, la relación entre la capacidad instalada y la utilización agregada puede no ser adecuada o cercana a la adaptación. Esto puede significar el traslado de los costos derivados de una sobre inversión.

El método de contraflujo cero es una variante de los métodos anteriores. Los flujos para considerar son sólo los que deterioran la disponibilidad de capacidad en la red. Esto parte de la idea de que los flujos negativos son benéficos para la red. El impacto de la transacción sólo es contabilizado cuando es positivo.

Ecuación 7

$$A(i) = \begin{cases} \sum_k C_k \frac{F_k(i)}{\sum_j \varphi_k(j)} & F_k(i) > 0 \\ 0 & F_k(i) \leq 0 \end{cases} \quad (7)$$

Ecuación 8

$$\varphi_k(i) = \begin{cases} F_k(i) & F_k(i) > 0 \\ 0 & F_k(i) \leq 0 \end{cases} \quad (8)$$

Donde,

C_k es el costo de la línea k .

$F_k(i)$ es el flujo en la línea k asociado a la transacción i .

j es el total de las transacciones de transmisión.

A partir de una combinación de los métodos de módulo y contraflujo cero es posible construir el método de flujo dominante en el que los usuarios del sistema que van a contraflujo del resto de las transacciones consideradas reciben el incentivo de pagar un menor costo. Este incentivo incluso es mayor con una mayor utilización de la red, y puede llegar a ser cero cuando las condiciones están en el umbral de la congestión. Por ende, esta tarifa es propicia para atenuar los costos de expansión.

El método de la distancia aproximada es una simplificación de las anteriores: los costos integrados de transmisión son asignados a los usuarios con base en la distancia aérea entre los puntos de inyección, los puntos de consumo y la magnitud de la potencia transmitida. A pesar de la inclusión de

una relación de dependencia entre el cargo a cobrar y la distancia entre los puntos de inyección y de salida de potencia, esta relación no es exacta pues no toma en consideración las condiciones reales de la red de transmisión. El cálculo de la tarifa no toma en cuenta la disposición real de la red pues la distancia aérea es una simplificación de la ruta efectivamente utilizada por el usuario.

En el método de nodo a nodo, la idea principal de este método es trasladar a los usuarios aquellos costos atribuibles a cada segmento recorrido en la ruta de transmisión de nodo a nodo. Este método es intensivo en información, tanto en identificar y describir minuciosamente los flujos de potencia como en contabilizar cada elemento de costo en la red de transmisión: líneas, transformadores etc.

Este método debe partir de un ejercicio exhaustivo de costeo para cada elemento. Para el cálculo de este tipo de tarifas es necesario conocer los costos totales anuales y la curva anual de la duración de carga. Esta curva describe cómo la demanda pico por energía varía a lo largo del tiempo. De contar con estos elementos existen dos opciones para determinar los cargos: con base en la energía transmitida o con base en la demanda pico del sistema.

El costo promedio por el uso de una determinada línea resulta de dividir simplemente los costos totales anuales de dicha línea entre la energía transmitida anualmente por la misma. Así es posible tener un costo asignable a cada elemento de la red de transmisión. A partir de ese costeo el cómputo de los cargos de transmisión agrega elementos en la dirección al flujo de potencia de la red. Para cada usuario hay un nodo de inicio que sirve como un punto de partida para la ruta de transmisión sobre la que el resto de los costos son agregados en un efecto en cascada.

El enfoque de costos marginales aplicados a la transmisión parte de preguntar cuál es el ingreso requerido para poder aumentar en el margen la capacidad de transmisión de la red. Este aumento involucra tanto a los costos de capital como al resto de los factores de producción en los que hay que incurrir para poder ofrecer una unidad adicional del servicio de transmisión. De acuerdo con este paradigma metodológico, el usuario marginal debe cubrir la totalidad de los costos incurridos por el incremento de la demanda en el servi-

cio que provoca, dicho de otra manera, el costo incremental lo cubre el usuario incremental. La respuesta a dicha cuestión depende de las circunstancias prevalecientes en la red y rigidez de los factores.

En el corto plazo, los costos marginales no toman en consideración variaciones en los costos futuros asociados a inversiones en factores de producción fijos, como el capital –lo que en el caso de los servicios de transmisión sería la infraestructura. La señal económica derivada de estos costos es eficiente desde una perspectiva económica, porque el costo marginal de proveer una unidad adicional de servicio es igual al costo medio mínimo de proveer dicho servicio (bajo condiciones de perfecta competencia en el mercado). Definir una tarifa o un cargo regulado con base en los costos marginales induce a que las empresas proveedoras del servicio de transmisión operen bajo la estructura de costos más eficiente.

En el caso de los servicios de transmisión, la estimación del costo marginal requiere de una modelación del mercado eléctrico que considere las especificaciones económicas y técnicas que le apliquen, tal como las funciones de costo de los generadores, las elasticidades de la demanda y los límites a la capacidad de generación y de potencia del sistema. Con un modelo de representación del sistema, su operación es optimizada de tal suerte que pueda el bienestar social alcanzar un máximo. Bajo los términos de este modelo, el bienestar social es entendido como el beneficio que los usuarios obtienen por el consumo de energía eléctrica menos los costos que implican la generación de dicha energía.

El modelo de determinación de costos marginales aplicado a un sistema de transmisión ofrece variaciones temporales y espaciales. De tal forma que los costos marginales son la expresión de la derivada de la función de costos totales para un determinado sistema de transmisión, respecto a un determinado nivel de demanda en un nodo k , durante un determinado periodo de tiempo t . Los costos marginales así obtenidos son un símil de precios tipo "spot", esto es temporal y espacialmente delimitados. Bajo este esquema tarifario, la única forma en que los operadores de los sistemas de transmisión recuperarían sus costos totales sería si

la capacidad instalada fuera óptima. Ya que esto rara vez sucede en los sistemas de transmisión reales, por lo general, es necesario acompañar este tipo de costos de un cobro adicional, o complementario –que por lo general es algún tipo de peaje o costo fijo trasladado a los usuarios.

A diferencia de lo expuesto anteriormente, en el largo plazo no existen costos fijos. Por definición, todos los costos son variables, incluidos los costos de capital. De tal suerte que en este caso el problema de optimización queda reducido a encontrar el tamaño ideal del parque de transmisión. De manera sucinta, los costos marginales son los costos de incrementar la producción por una unidad, permitiendo variaciones en la capacidad conjunta del sistema. Esta metodología es eficiente ya que permite a las empresas operar al menor costo posible para producir la cantidad de bienes demandada en el largo plazo. Por otro lado, esta metodología permite elaborar un esquema tarifario que sirva para la planeación de los posibles proyectos de expansión de la capacidad de transmisión.

En la práctica regulatoria de redes de energía es pertinente distinguir entre costo marginal e incremental. La metodología de precios incrementales, respecto al enfoque marginal, difiere principalmente en cómo se define el concepto de costos. La metodología incremental evalúa el “incremento” de costos atribuible a una transacción de transmisión específica y no a una unidad sistémica. Los ingresos recolectados sólo cubren los costos de corto plazo de dicha transacción de transmisión y el usuario involucrado en tal transacción los absorbe enteramente. De ser el caso de largo plazo, los costos incrementales incluyen aspectos asociados al fortalecimiento de la red.

De esta metodología es posible identificar dos inconvenientes principales. Primero, la necesidad de crear un mecanismo de asignación dado que el incremento de los costos puede ser responsabilidad de uno o más usuarios. Segundo, las tarifas de transmisión de corto plazo son poco estables, pues están sujetas a una alta volatilidad. Finalmente,

si bien el concepto de costo incremental está definido en teoría, realmente carece de claridad en comparación de los métodos anteriormente esbozados.

7

Las tarifas de transmisión en México

La práctica regulatoria de tarifas de transmisión ha estado presente en México por casi tres décadas. Durante gran parte de este tiempo los principios y conceptos utilizados para determinar tarifas han estado contenidos resoluciones emitidas por la CRE. Sin embargo, es hasta la entrada en vigor de la LIE que existe un marco definido en la legislación alrededor de la tarificación de redes que parte de su artículo.

Los antecedentes más relevantes son las metodologías emitidas por la CRE para el cálculo del cargo o tarifa de porteo. Este servicio, conocido genéricamente como Wheeling⁹, consiste en la transmisión dedicada a los permisionarios privados en la modalidad de auto abasto que tienen centros de carga remotos a los lugares donde generan electricidad. La prestación de este servicio conlleva un conjunto de contratos y convenios enfocados en asegurar que su ejecución no afectará la confiabilidad del sistema, que el servicio público no quede comprometido y que no implique una pérdida para la empresa encargada de la transmisión. En este contexto, la tarifa de porteo ha quedado definida bajo una perspectiva compensatoria de los efectos económicos para CFE sin una clara distinción de las actividades de transmisión y suministro público.

Al respecto, los métodos aplicados son diferenciados si la generación procede de una fuente convencional de energía, combustibles fósiles típicamente, o si es a partir de fuentes renovables. En el primer caso, el cargo de porteo para generadores convencionales está definido a partir de la resolución RES/083/1998. Para los generadores con fuentes de energías renovables y de cogeneración eficiente, los cargos son definidos a partir de la resolución RES/066/2010.

⁹ El término Wheeling se refiere al servicio de transmisión prestado a terceros intermediarios, grandes usuarios u otros agentes desligados de la empresa proveedora de servicios del sector eléctrico. Esta figura aparece como un paso transicional en los mercados que buscan una reestructuración pues dota de alternativas respecto al suministrador único verticalmente integrado. Por ejemplo, en los sistemas interestatales en Estados Unidos de América, a raíz de la Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA), la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) ha obligado este tipo de servicios cuando el acceso abierto aún no ha logrado ser efectivo.

Ecuación 9

Para la metodología de cálculo de las tarifas o cargos de transmisión para generadores eléctricos de fuentes convencionales, la CRE tomó como válida una propuesta metodológica de CFE. El cargo a cada transacción de transmisión es función de su impacto sobre el sistema, el cual es estimado mediante el uso de un modelo de flujo de carga de corriente alterna (AC) que considera todos los elementos con niveles de tensión mayores o iguales a 69 kV (nivel transmisión) que conforman la red del sistema para dos casos: con o sin el servicio. El costo total por el uso de la infraestructura de transmisión queda asociado al costo incremental total de largo plazo de la red de transmisión. El costo por el uso de la red en tensiones menores a 69 kV (nivel subtransmisión) es determinado mediante la trayectoria de punto a punto o una metodología de proporcionalidad de demanda. Al estar basada en un proceso de asignación de costos derivado de los efectos en los flujos del sistema, en teoría, la metodología debía incentivar la ubicación de las centrales de generación en sitios que resultasen benéficos al sistema eléctrico en su conjunto.

A grandes rasgos los cargos a cada nivel de tensión incluyen los siguientes elementos:

- El costo fijo por el uso de la red
- El costo variable por el uso de la red y
- El costo fijo por la administración del convenio

El costo fijo por el uso de la red pretendía recuperar las inversiones en capital que se realizaron para transmitir energía eléctrica. Por definición su valor debería ser independientemente de los niveles de producción y de consumo. Buscaba recuperar aquello invertido en los factores de producción que no variaban en el corto plazo, es decir, la inversión en infraestructura de transmisión.

De acuerdo con esta lógica, el costo fijo por el uso de la red debía partir de la suma del costo total por el servicio de transmisión, el costo por pérdidas de potencia asociado al uso de la infraestructura de transmisión y el costo por pérdidas de potencia asociado a la capacidad de generación.

$$CFUR = [CT * r_{ser}] +$$

$$\left[\sum_v \sum_a CMC_{transva} * \Delta P_{serva} + \right. \\ \left. [CMC_{gen} * \sum_v \sum_a \Delta \Omega_{maxserva}] \right] \quad (9)$$

Donde:

$CFUR$ es el costo fijo por el uso de la red.

CT el costo total.

r_{ser} es el factor de reparto para la transacción del servicio.

$CMC_{transva}$ es el costo mensual de capacidad en transmisión asocia al costo de infraestructura de transmisión.

ΔP_{serva} es el incremento o decremento en pérdidas de potencia asociadas al costo de infraestructura de transmisión.

CMC_{gen} es el costo mensual de capacidad en generación.

$\Delta \Omega_{maxserva}$ es el incremento o decremento en pérdidas de potencia asociadas al costo de capacidad.

El costo variable por el uso de la red buscaba cubrir el precio de los factores variables de la provisión del servicio de transmisión. Es decir, de los factores utilizados para el mantenimiento y operación, que pueden aumentar o disminuir en función de la demanda y de las unidades adicionales de servicio que deban proveerse.

Con esta consideración, el costo variable por el uso de la red debía resultar del producto de los costos de la energía correspondientes a cada periodo en el tiempo por las pérdidas de energía, esto ponderado por el factor de carga observado asociado al servicio de transmisión de cada usuario.

$$CVUR = FC * \left[\sum_t ENER_t * \Delta ES_t \right] \quad (10)$$

Donde:

$CVUR$ es el costo variable por el uso de la red.

FC es el factor de carga.

$ENER_t$ costo por energía correspondiente al periodo horario t .

ΔES_t pérdidas de energía asociadas a la transacción de

Cuadro 1: Tabla 1

Nivel de tensión	Rango	Pesos/kWh
Alta tensión	Tensión ≥ 69 kV	0.03037
Media tensión	1kV <tensión < 69 kV	0.03037
Baja tensión	Tensión ≤ 1 kV	0.06074

transmisión durante el periodo horario t.

Finalmente, el costo fijo por administración del convenio buscaba recuperar los gastos relacionados al proceso de comercialización del servicio de transmisión, es decir, los gastos realizados para vincular a la empresa transmisora con los usuarios del servicio de transmisión. Este costo no cuenta con una metodología de cálculo específica.

La aplicación de esta metodología es compleja pues requiere identificar cada una de las entradas y salidas de energía por cada uno de los circuitos que integran la totalidad de la red. La recolección de los insumos de información necesarios para la construcción de una base de datos completa y actualizada no es una tarea simple y debe ser supervisada para evitar sesgos o distorsiones que impliquen un trato discriminatorio. Las tarifas son calculadas caso por caso, lo que no permite verificar si su determinación y valor siguen los principios de eficiencia, causalidad y suficiencia financiera. El objetivo de dar señales económicas para fomentar la ubicación de proyectos en puntos propicios para el sistema no puede ocurrir si no hay transparencia o inteligibilidad respecto a la configuración de flujos del sistema.

A lo anterior, hay que enfatizar el enfoque meramente compensatorio de la determinación de los cargos. La metodología no pone atención alguna a los elementos económicos necesarios para la extensión de la red y las inversiones enfocadas en mejorar el desempeño operativo.

Para el servicio de transmisión de energías renovables, con la resolución RES/066/2010, la CRE estableció una fórmula de cobro del tipo “estampilla postal” para determinar los cargos correspondientes a los permisionarios de auto abas-

to con centrales de generación renovable. En sus consideraciones, la CRE ha afirmado que estos cargos incluyen los costos relacionados con el uso de la infraestructura, pérdidas, servicios conexos y el cargo fijo por administración del convenio. En cuanto a su aplicación, la forma de cobro de los cargos es aditiva a partir de los niveles de tensión en los cuales las inyecciones y extracciones de energía ocurren. En ningún caso, el servicio de transmisión debería incluir 2 o más veces el cargo por cada nivel de tensión. Con esta metodología, la CRE buscaba facilitar el cálculo de los costos de porteo con el fin de promover la ejecución de los proyectos que utilizan energías renovables. El usuario del porteo paga un precio fijo independientemente de la distancia entre la inyección y el consumo de electricidad.

Los cargos se actualizarían mensualmente por la CRE con base anualmente a través de una canasta ponderada del Índice Nacional de Precios al Productor (INPP). Los valores iniciales de las estampillas fueron publicados en abril de 2010 y están mostrados en la tabla 1.

La principal crítica a este método tarifario es justo su opacidad metodológica y su relación 1 a 2 de los cargos de media y alta tensión respecto al cargo de baja tensión carece de un sustento metodológico público. Sobre esta falta de detalle resulta imposible hacer un juicio de valor sobre sus cualidades más allá de los principios invocados en los considerandos de la resolución¹⁰.

Entre los años 2013 y 2014, el marco legal alrededor de la industria eléctrica fue modificado de manera radical. La integración vertical y el modelo de comprador único para el suministro público presentes en las operaciones de CFE dieron paso a la creación de un Mercado Eléctrico Mayo-

¹⁰ En su resolución, RES/066/2010, la CRE señala la existencia de un anexo único que detalla la metodología empleada para el diseño de los cargos. Sin embargo, el anexo no presenta método de cálculo alguno, sólo los valores.

rista (MEM) operado por el Centro de Control Nacional de Energía (CENACE). En este mercado empresas privadas junto con CFE pueden realizar transacciones de compraventa de energía eléctrica, potencia, servicios conexos, derechos financieros de transmisión y certificados de energías limpias. La intención de este cambio estructural era permitir la competencia en los segmentos de generación y comercialización y poner un acceso abierto no indebidamente discriminatorio a las redes de transmisión y distribución. La nueva organización industrial quedó normada en la LIE y, en su artículo 140, los principios alrededor de la determinación de las tarifas de transmisión fueron establecidos.

Desde su promulgación, la CRE debería aplicar metodologías de cálculo y ajuste para que las tarifas de transmisión promuevan el desarrollo eficiente de la industria eléctrica, garanticen la continuidad de los servicios, eviten la discriminación indebida, faciliten el acceso abierto a la red nacional de transmisión y protejan los intereses de los participantes del mercado y de los usuarios finales. Estos objetivos son comúnmente aceptados en la práctica regulatoria de mercados liberalizados. En esencia, el regulador debe velar que los recursos económicos sean intercambiados adecuadamente para lograr la seguridad y la eficiencia energéticas.

En cuanto al enfoque metodológico, la LIE pone un marco bastante delimitado. Las tarifas de transmisión deben permitir que la empresa encargada de la transmisión obtenga el ingreso estimado necesario para recuperar los costos eficientes de operación, mantenimiento, financiamiento y depreciación aplicables a las diversas modalidades de servicio, las pérdidas técnicas y no técnicas de acuerdo con un estándar a ser determinado por la CRE, los impuestos aplicables y una rentabilidad razonable, misma que no estará garantizada. En resumen, la metodología tarifaria debe adoptar un enfoque de costo de servicio con algunos elementos de regulación por incentivos. La aceptación sólo de costos eficientes, la rentabilidad no garantizada y los límites al traslado a los usuarios de los costos de pérdidas son un conjunto de mecanismos que deberían motivar un mejor desempeño

de la empresa regulada de transmisión que, en nuestro caso nacional, es una empresa pública con fuertes vínculos de dependencia con el erario¹¹.

A más de seis años de su promulgación, los principios y los mecanismos en materia de tarifas contenidos en la LIE no han sido aplicados a cabalidad. La CRE ejerció sus facultades contenidas en la LIE en materia de tarifas de transmisión por primera vez con el acuerdo A/045/2015. Del considerando octavo de dicho Acuerdo es posible concluir que CFE aún no lograba diferenciar los activos de las actividades relacionadas con el servicio público de transmisión y del servicio público de distribución a pesar de estar obligada a tener una separación contable. En tal sentido, resulta imposible que en su contabilidad de costos CFE sea capaz de medir de manera efectiva el costo de la prestación de los servicios de cada una de aquellas actividades, particularmente la retribución al capital que debiera recibir por la base de activos de transmisión. Si no es posible medir cabalmente el valor de los activos de transmisión, entonces es materialmente imposible determinar el ingreso necesario eficiente para la actividad de transmisión. De la lectura del acuerdo A/039/2019 es posible concluir la persistencia de la situación alrededor de las tarifas de transmisión aplicables en 2020.

En el documento elaborado por la CRE, "Memoria de cálculo usada para determinar la tarifa que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de Transmisión de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018", no es posible distinguir cuáles son los criterios de asignación que permiten distinguir los costos atribuibles a la transmisión respecto a los de generación, distribución y suministro ejercidos por CFE. De acuerdo con esta memoria, un factor de eficiencia de 1 % está incluido para reducir el ingreso requerido anual pero no explica su valor y el análisis comparativo de referencia que lo ha motivado. Sobre el tema de eficiencia, no hay apunte alguno sobre si el regulador considera que el monto anual de 55 mil millones de pesos por obligaciones laborales responde a prácticas eficientes

¹¹ CFE Transmisión es una empresa productiva subsidiaria de CFE creada el 14 de marzo de 2016. Su objeto es realizar las actividades necesarias para prestar el servicio público de transmisión de energía eléctrica. Entre otras actividades lleva a cabo el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria para prestar el servicio público de transmisión.

y cuánto de ese monto es permisible que sea trasladado al costo de una actividad regulada. Sobre la retribución al capital, referido en las cuentas de CFE como aprovechamiento, la CRE no hace juicio alguno sobre cuál es la tasa de retorno al capital distinguible para cada actividad, dadas sus diferencias en riesgo.

En cuanto al diseño tarifario, en su memoria de cálculo la CRE argumenta lo siguiente:

[c]on la finalidad de hacer efectivos los principios de regulación tarifaria de transparencia, estabilidad, factibilidad, eficiencia y predictibilidad en los cargos para los usuarios, el diseño de las tarifas se realizó por medio de la modalidad de “estampilla postal” determinada con base en las inyecciones o extracciones de energía que cada generador o consumidor hace de la [red nacional de transmisión].

La metodología de estampilla postal es de aplicación simple, de no ocurrir cambios abruptos en los costos y en la demanda sus valores tienden a ser estables y predecibles. Sin embargo, no es posible afirmar que los valores que arroja son los más eficientes pues los subsidios cruzados son ineludibles. Es imposible pensar que todos y cada uno de los participantes del mercado causan los mismos costos a la red. Si el cobro es independiente del punto de inyección y de consumo de la carga que se transporta no es posible afirmar que las tarifas tengan un criterio de proporcionalidad. Además, la lista de tarifas no hace distinción al flujo de potencia y de energía por lo que la estructura de costos inherente a la operación de la red no quede reconocida con la inclusión de cargos fijos y variables. Estos problemas de eficiencia asignativa y el pobre recuento que la CRE hace sobre la eficiencia de múltiples rubros de costo ponen en entredicho que la metodología vigente proteja al usuario final de manera efectiva.

En términos de transparencia, la revisión de la memoria de cálculo mencionada no permite cotejar las fórmulas, conocer su racionalidad económica o los criterios detrás de los cálculos. Por ejemplo, para los criterios técnicos de asignación de costos en función del nivel de tensión, la CRE no

explica como los relaciona con los costos marginales de capacidad de largo plazo, ni explica de donde proceden tales costos marginales.

El tema de suficiencia financiera es un tema transversal a los 3 regímenes de tarifas de transmisión aplicados en México en el presente. El cobro de tarifas de porteo, convencional y de fuentes renovables junto con el cobro a generadores y consumidores de la lista de tarifas del servicio público de transmisión debería permitir a CFE lograr una suficiencia financiera. De no lograrse, es importante evitar que CFE realice ajustes compensatorios entre grupos tarifarios, pues ello implicaría la aparición de subsidios cruzados. El monitoreo regulatorio al respecto tiene como condición necesaria el contar con una adecuada separación contable de actividades. De acuerdo con el artículo 137 de la LIE la transmisión y el resto de las actividades deberán estar sujetas a los lineamientos de contabilidad regulatoria establecidos por la CRE. A la fecha la CRE aún no emite las disposiciones administrativas de carácter general relacionadas con el establecimiento de categorías de cuentas. Por ende, la CRE no está en condiciones de vigilar estrictamente si las listas de tarifas logran, o no, una suficiencia financiera adecuada. Los usuarios de transmisión, y por ende los consumidores finales, pagan un cargo sobre el que no hay certeza si corresponde o no al costo de la prestación del servicio y los incentivos de la tarifa no están orientados a promover la generación cerca de los principales centros de carga y la eficiencia en la producción de energía.

En las condiciones actuales no es posible afirmar que las metodologías tarifarias a cargo de la CRE estén alineadas con los principios de eficiencia, continuidad, seguridad energética y protección al usuario. Esta situación no puede sino causar extrañamiento dado el tiempo transcurrido entre la aparición del nuevo orden legal en la industria. De persistir en los próximos años, el desarrollo de un mercado eléctrico competitivo no será factible y las medidas de corrección de las distorsiones pueden sumamente disruptivas. Hoy no es posible afirmar si la actividad de transmisión es remunerada adecuadamente y si los recursos destinados a continuar su expansión y mejora están bien asignados e identificados. Una tarifa mal diseñada representa un riesgo de largo plazo para la continuidad de la actividad y, dada la condición

de empresa pública de CFE, puede demandar abundantes recursos del erario a manera de rescate financiero.

8

Tarifas de transmisión en un contexto de transición energética

La falta de recursos financieros para lograr inversiones que aseguren la eficiencia, seguridad y confiabilidad del sector eléctrico fue una de las motivaciones que provocaron la ola de cambios estructurales en la última década del siglo XX en Norteamérica, Europa Occidental, Oceanía y varios países de América Latina. La desintegración vertical, el acceso abierto efectivo, la separación de actividades y la aparición tanto de operadores independientes de los sistemas eléctricos como de reguladores sectoriales fueron conceptos que al llevarse a la práctica buscaron que la factibilidad técnica y la viabilidad económica de las actividades del sector energético fuesen ajenas a la disponibilidad de recursos públicos. El intercambio de recursos entre el sector privado y el grueso de los usuarios, en un papel de consumidores y no contribuyentes, debía ser suficiente para lograr una adecuada operación y mantenimiento de los sistemas. Los términos de intercambio debían lograr también una oferta debidamente adaptada a la demanda. La regulación de las redes y la competencia en la generación y la comercialización debían ser fuerzas suficientes para lograr una eficiencia asignativa y maximizar el bienestar.

México tuvo una apertura parcial de su sector energético con un papel dominante de sus monopolios estatales. La explotación de hidrocarburos por parte de una empresa paraestatal ha sido entendida en gran medida como una fuente de ingresos para el erario y no como un medio, entre muchos, de atender la demanda de energía de la economía nacional. El peso del sector hidrocarburos en la política energética ha sido un obstáculo importante en las aspiraciones implícitas en la LIE de contar con una matriz de generación diversificada en la que la generación eficiente desplaze el uso de combustibles pesados y la inclusión de un mercado de certificados de energías limpias sirviera de mecanismo para que una parte de los costos de la transición energética

fuese absorbida por los consumidores de manera directa. Estos objetivos han quedado decantados con un discurso que desde diciembre de 2018 marca una tendencia hacia la reestatización de la industria eléctrica contra la letra de la LIE. La relegación de los objetivos de eficiencia, confiabilidad y seguridad energética tiene como uno de sus síntomas la poca atención y recursos alrededor del quehacer regulatorio en materia de tarifas. La transición energética no es un tema que corra con mejor suerte. La verificación de lo anterior, por argumentación, encuentra un sinfín de puertas entreabiertas.

A lo largo de la historia han ocurrido diferentes transiciones energéticas. Estos procesos son explicados por una combinación de cambios tecnológicos y la disponibilidad de recursos naturales. Entre los ejemplos ya en la edad industrial, la sustitución del carbón por petróleo es un ejemplo de transición. Las pruebas de un cambio de la temperatura global causado por un mayor contenido de gases invernadero en la atmósfera son cada vez más irrefutables. Consecuentemente la mitigación y eventualmente cambio en la tendencia del calentamiento del planeta pasa por una reducción drástica de la emisión de bióxido de carbono, metano y otros gases en las actividades antropomórficas. Las políticas energéticas de gran parte de los países del orbe tienen como objetivo central promover o conducir una transición energética que busque la des carbonización de múltiples actividades, el uso de fuentes renovables para la generación eléctrica y una demanda que responda de manera dinámica y quede orientada al uso eficiente de la energía.

Un aspecto crítico para la consecución de tal transición energética es el contar con redes de transmisión y distribución robustas y flexibles. Una mayor des carbonización, en los sectores de transporte y equipos domésticos de calefacción principalmente, implicará mayores cargas a atender en centros urbanos. Las cargas asociadas a equipos térmicos pueden provocar perfiles con picos aún más pronunciados y variaciones de voltaje más abruptas. Una mayor penetración de vehículos eléctricos puede también cambiar los actuales patrones de consumo en horas del día fuera del pico a causa de los procesos de recarga. Otro fenómeno que tiene implicaciones en la operación de la red de transmisión es la generación distribuida debido a que representa una descen-

tralización de las decisiones respecto a la ubicación de las plantas de generación, una mayor volatilidad de la demanda de energía tomada desde la red y limita el control que el operador del sistema, CENACE en el caso de México, tiene sobre el entorno operativo de la red.

La intermitencia de la generación a partir de fuentes renovables ha tenido una mayor incidencia en la operación de la red debido al exitoso progreso tecnológico de la generación solar y eólica. La programación del despacho en condiciones de crecimiento de los recursos intermitentes no es una tarea sencilla sin los instrumentos adecuados, sin protocolos diseñados a partir herramientas digitales capaces de procesar datos de manera masiva. El valor de los servicios de la red de transmisión no estará asociado solamente a las congestiones evitadas y la estabilidad de condiciones de voltaje y frecuencia. Su valor también dependerá de su capacidad de respuesta a las variaciones de los flujos de energía y potencia. Asimismo, su efecto benéfico podrá ser asignable de diferentes formas. Consecuentemente, el desempeño eficiente como objetivo de la regulación económica merece ser replanteado ante la necesidad de innovación.

En los próximos años, la operación de las redes de transmisión requerirá que tanto las empresas de transmisión como el operador independiente del sistema eléctrico gestionen recursos económicos importantes para desarrollar nuevas tecnologías y habilidades. Las redes de transmisión dejarán de ser un medio de transporte pasivo para ser un componente inteligente, con operaciones de control más precisas, posiblemente automatizadas, en condiciones muy variantes¹².

Estas perspectivas desafían el quehacer de operadores, reguladores y diseñadores de políticas públicas a nivel global. Esperar que las empresas gasten menos en su operación significa deteriorar los incentivos hacia la innovación. Relajar los esquemas de regulación que buscan promover la eficiencia no implican necesariamente que las empresas de transmisión destinaran recursos nuevos al cambio tecnológico y

desarrollo de nuevas habilidades. No hay forma de pedir que las empresas gasten mejor porque hay incertidumbre respecto a la forma en que deben orientarse las nuevas formas de operar por lo que no es fácil tener referencias claras para medir el desempeño. Los mejores intentos de cambio de enfoque es la experiencia del Reino Unido de ha dejado la regulación de Price-cap para buscar esquemas complejos en los que los ingresos están en función del cumplimiento de ciertos objetivos operativos. La idea es que la regulación económica ponga más atención a los servicios y sus aspectos cualitativos que al nivel de costos de la empresa regulada¹³.

En México, la discusión en la arena pública alrededor de la transición energética ha dedicado poca atención al reforzamiento necesario de la red de transmisión y la forma en que debe financiarse. La fuente obvia de recursos debería ser la tarifa por el servicio de transmisión. Por ende, la regulación tarifaria debería incluir en sus consideraciones aspectos específicos de la transición energética, especialmente sobre el diseño de incentivos a la innovación. La política para la incorporación de las Energías Limpias y Renovables en la matriz energética nacional, contenida en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2019-2033 tiene el siguiente lineamiento:

[e]stablecer metodologías y tarifas que garanticen la rentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional en su conjunto, así como el retorno de capital a las empresas participantes en el mercado, permitiendo que los ingresos reconozcan los costos de cada fase del proceso productivo. Dicha revisión deberá reconocer condiciones diferenciales derivadas de posibles aumentos en costos de combustibles o bien de requerimientos de sectores, en volumen y calidad que requieren ajuste específico.

¹² Tuttle, D. P., Gülen, G., Hebner, R., King, C. W., Spence, D. B., Andrade, J., & Duncan, R. (2016). The History and evolution of the U.S. electricity industry (one of the series of White Papers: 'The Full Cost of Electricity (FCE)'), No. UTEI/2016-05-2. The University of Texas at Austin, Energy Institute. http://sites.utexas.edu/energyinstitute/files/2016/09/UTAustin_FCE_History_2016.pdf

¹³ RIIO es el tipo de control tarifario seguido por OFGEM, el regulador sectorial energético del Reino Unido. RIIO son las iniciales de los conceptos en la ecuación Revenue=Incentives+Innovation+Outputs.

Este lineamiento dedicado de manera implícita a atender la suficiencia tarifaria es lo suficientemente general para no contravenir la necesidad de contar recursos para la innovación, pero no es específico para darle una relevancia a la actividad de transmisión. Igualmente, el marco legal cuenta con todos los elementos para incluir el tema de los riesgos asociados al cambio tecnológico como una consideración en la redacción de la regulación secundaria alrededor del tema tarifario. Sin embargo, en los hechos, existe un mensaje poco propicio por parte de CFE y CENACE respecto a la generación basada en fuentes renovables como un factor de riesgo para la estabilidad y confiabilidad de las redes. Una revisión crítica de las actuales condiciones de operación de la red de transmisión arrojaría que la intermitencia es un problema gestionable y que dicha gestión no implica acotar el crecimiento de la generación mediante energías renovables sino cambiar los procesos de programación diaria y cambiar el modelo de negocio de la empresa de transmisión.

9

Apuntes finales

La transmisión de electricidad no es un tema central en la política energética ni en la discusión pública contemporánea en México. Sin embargo, la actividad de transmisión es un componente estratégico para la seguridad energética presente y su relevancia logística será creciente en un escenario de des carbonización y electrificación masiva del transporte. Los temas alrededor de la industria eléctrica en México tienen que ver más con los dilemas sobre el carácter público o privado de la infraestructura cuando es más pertinente discutir su funcionalidad. Si la industria eléctrica evoluciona hacia el paradigma puesto en la LIE o si la política pública consiente y promueve el que CFE mantenga y extienda su dominio en los diferentes segmentos, invariablemente los recursos financieros necesarios para mantener, operar y hacer crecer a la red de transmisión son enormes. La manera en que puede lograrse una sana viabilidad económica en el largo plazo pasa por diferentes acciones.

La primera acción debe tener como propósito alinear las políticas públicas alrededor de la transmisión eléctrica con el marco legal. La transmisión eléctrica es de utilidad pública y

debe ser de acceso abierto en términos no indebidamente discriminatorios. Para los participantes del mercado, la forma en que acceden a la red no debería significar un sesgo que atente contra la competencia o contra una mayor penetración de fuentes renovables. Desde la sociedad deben crearse contrapesos efectivos que eviten una disparidad entre la orientación de la política energética y las aspiraciones puestas en la redacción del marco legal vigente: la promoción de una industria con operación continua, eficiente y segura que beneficie el usuario y cumpla con los objetivos de energías limpias. Articular políticas que propicien la transición energética es totalmente compatible con la LIE. Definir políticas que no avancen hacia la transición significa soslayar un objetivo central de LIE.

Una acción sutil, pero profunda, es que la discusión pública ponga una mejor atención al hecho de que la transmisión de electricidad es una actividad regulada. La empresa responsable de esta actividad es un ente regulado, aún cuando su propiedad sea pública. La prestación del servicio no es una concesión de la empresa hacia agentes privados sino un conjunto de funciones destinadas a dar valor a los usuarios. En este marco, el regulador sectorial es quien debe poner los incentivos para que la empresa ofrezca la capacidad suficiente para atender el mercado, en cantidad y calidad. Consecuentemente, la discusión de fondo sobre la disponibilidad de recursos para la transmisión debe ocurrir en las salas de la junta del órgano de gobierno de la CRE, no en las Cámaras al momento de discutir el presupuesto federal. La fuente de recursos para operar, mantener e invertir en líneas de transmisión de CFE debe ser la tarifa determinada por la CRE, no un rubro en el presupuesto con el visto bueno de la SHCP.

La separación legal prevista en el artículo 8 de la LIE debe servir para lograr medir con cabalidad cuánto cuesta la actividad de transmisión prestada por CFE. En tal sentido la separación contable entre actividades no es un asunto cosmético. Su propósito es lograr un desarrollo eficiente en el largo plazo sin que existan subsidios cruzados entre actividades, especialmente si la empresa encargada de la transmisión es una parte relacionada del participante dominante en el mercado. Varios son los temas relevantes en el costeo; en primer lugar, una red de transmisión que ha crecido de

manera orgánica, con registros en libros heterogéneos, requiere ser objeto de un avalúo integral que parta de aspectos técnicos para determinar su valor presente y su vida útil remanente; en cuanto a los costos de operación, los pasivos laborales merecen un tratamiento que evite su traslado a los usuarios cuando sus costos asociados queden alejados de los estándares internacionales de la industria; la tasa de rentabilidad sobre el valor de los activos debe ser determinada con una amplia discusión metodológica al interior del órgano regulador sectorial y romper la inercia de tomar una tasa de aprovechamiento dictada por SHCP.

Es menester que CRE conduzca una primera revisión integral tarifaria de amplia difusión que revise los costos de CFE Transmisión con una visión de eficiencia y razonabilidad. Para ello resulta urgente que expida la regulación secundaria prevista en el artículo 138 de la LIE. Dada la relevancia del tema, la definición del marco regulatorio debe ocurrir con una alta participación de la sociedad y los agentes que participan en el mercado eléctrico. Los procesos de determinación de tarifas son asuntos de interés público de primer orden. Con esta participación es importante asegurar que las metodologías y criterios tarifarios para la transmisión sean propicios para la continuidad, eficiencia, seguridad y la consecución de objetivos de energías limpias. Las motivaciones deben ser explicadas a fondo con mecanismos transparentes. La primera lista de tarifas de transmisión determinada a partir de unas disposiciones administrativas de carácter general debe ser el punto de partida para discutir la manera en que el reforzamiento de la red debe ser financiado.

En el rubro del reforzamiento de la red, la planeación debe ser aquella que minimice el riesgo de interrupción no a través de limitar la aleatoriedad en los agentes (generación y demanda) obstaculizando la conectividad sino con la innovación en soluciones técnicas y de procedimientos enfocados en la diversificación. Que la titularidad de la actividad de transmisión quede en el Estado por su carácter estratégico no implica limitaciones en los modelos de negocio que den espacio a la inversión en infraestructura con recursos que no son fiscales. Ya el artículo 30 de la LIE prevé la existencia de asociaciones con particulares para el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria para prestar el

Servicio Público de Transmisión. La rectoría del Estado puede usarse para dirigir la inversión sin que ello comprometa recursos fiscales en el largo plazo.

Finalmente es importante conseguir un consenso público sobre la complejidad de los temas alrededor de la transmisión eléctrica y la inexistencia de caminos únicos o infalibles para su desarrollo. La descentralización en las decisiones de inversión y la configuración de la red será una tendencia global. Este dinamismo resta control tanto a CFE Transmisión como a CENACE. Una política pública que de facto busque restituir una integración vertical a las operaciones aun cuando su intención sea mejorar el control de las condiciones técnicas de la red de transmisión es sencillamente contraria al objetivo de lograr un mercado competitivo. Las restricciones en el acceso a la red puede que faciliten el trabajo de los operadores y evite un incremento en los costos de transmisión en el corto plazo. Sin embargo, estas limitaciones no protegen el interés de los usuarios en el largo plazo por la falta de diversificación de fuentes de energía con una generación más eficiente y limpia. Es mediante la innovación, particularmente en el modelo de negocio de la transmisión, que la red eléctrica podrá adquirir la flexibilidad operativa necesaria para la transición energética.

Acrónimos

CENACE Centro de Control Nacional de Energía

CFE Comisión Federal de Electricidad

CRE Comisión Reguladora de Energía

INPP Índice Nacional de Precios al Productor

LIE Ley de la Industria Eléctrica

LSPEE Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica

MEM Mercado Eléctrico Mayorista

PRODESEN Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico
Nacional

SHCP Secretaría de Hacienda y Crédito Público



Somos un **centro de investigación** de la sociedad civil, sin fines de lucro y apartidista, **que contribuye a la comprensión de la economía y finanzas públicas** en México, mediante herramientas y análisis accesibles y técnicamente sólidos, **para lograr una sociedad más informada y participativa**, mejorar las políticas públicas y construir un sistema fiscal **en beneficio de las generaciones presentes y futuras**.

Gracias a todos ustedes, **celebramos 10 años** cumpliendo nuestra misión. 10 mil gracias.

