

Documento Foco 5: Institucional y Regulatorio

Misión de transformación energética

Fernando Barrera (coordinador), Andrés Escobar, Manuel Maignashca y Hugh Rudnick

Dentro de la “Misión de transformación energética y modernización de la industria eléctrica: hoja de ruta para la energía del futuro” de la República de Colombia se nos ha encargado el análisis institucional y regulatorio del sector eléctrico. Las recomendaciones producto de ese análisis se plantean para un escenario a largo plazo caracterizado por innovación y cambio tecnológico, descarbonización del sector eléctrico y empoderamiento del consumidor. Esto se suele resumir en tres D: descarbonización, descentralización y digitalización, pero, como es habitual, se adicionan otros objetivos de política energética como son la confiabilidad (seguridad de suministro) y competitividad (eficiencia técnica y asignativa).

El análisis institucional/regulatorio del sector comprende dos vertientes principales:

1. La manera en la cual el Estado interviene en una economía de mercado, y
2. la manera en la cual se organiza el sector (convivencia de actividades o servicios regulados y no regulados).

Nuestro análisis, entonces, está más centrado en el cómo que en el qué y, por eso, las dos vertientes estarán, necesariamente y en especial en la organización sectorial, en función de las recomendaciones que hagan los otros expertos de los Focos 1 a 4 de la Misión. Nuestras recomendaciones en este “Informe” son generales y enfocadas a los siguientes inductores de los cambios para construir un modelo:

- Cambio de paradigma sectorial
- Criterios de intervención en el sector
- Definición de actividades/servicios sectoriales
- Separación horizontal de actividades
- Separación vertical de actividades
- Modelos alternativos de regulación

Y, del lado de la labor gubernamental:

- Reglas de intervención del Estado en el sector
- Definición de los papeles del Estado
- Integración vs especialización en estas funciones

Pero, dado que una de las formas de intervención primordiales del Estado seguirá siendo la regulación económica, es también relevante que demos nuestra opinión sobre la forma general en la que se debe enfocar la regulación económica en un entorno cambiante y en el que la interacción de actividades reguladas y de mercado requiere cierta flexibilización, porque estas actividades interactúan ya sea por complementariedades o por ser susceptibles de sustitución entre sí.

De esta manera, el presente documento desarrolla tres temas principales:

1. Identificación de nuevas actividades y su organización sectorial (reguladas vs competitivas y separación de actividades);
2. Modelo de regulación económica; y
3. Gobernanza del sector.

1. IMPLICACIONES DEL NUEVO PARADIGMA

Para validar nuestras recomendaciones para la Misión, es necesario definir el nuevo paradigma sectorial y la forma en que este afecta el sector y a su regulación. En esta sección se detallan los retos.

Cambio de paradigma del sector eléctrico

Antes de discutir los principales temas es necesario hacerse una reflexión sobre los paradigmas del sector para ver cómo este puede cambiar a futuro. La electricidad, suele decirse, tiene tres elementos diferenciales frente a otros sectores. El primero de todos es la necesidad de ajustar oferta y demanda en un plazo de tiempo muy corto. En la actualidad ese plazo de tiempo es casi inmediato y es posible que siga siendo así, pero utilizando nuevos medios tecnológicos/agentes.

Otro elemento diferencial, y estructural, de la electricidad (ver Stoft, 2015)¹ es que no hay manera de establecer sendas de contratos (los electrones no son trazables). Este es otro elemento que probablemente permanezca inalterado, pero, de nuevo, existirán nuevas formas de trazabilidad financiera, como el *blockchain*, que ayudarán a aumentar la transparencia y automaticidad del sistema.

Finalmente, el principal elemento que genera una falla de mercado notoria es que existen momentos en los cuales la oferta y la demanda no se cruzan. Esta falta de intersección de las curvas se suele resolver con intervenciones del Operador del Sistema (OS) o con topes administrativos a los precios y, en Colombia, por medio del estatuto de racionamiento. No es exagerado decir que la necesidad de respuesta de la demanda es el principal desafío del sector eléctrico y que el cambio tecnológico en medición horaria y, sobre todo, sistemas de control transactivo (en los que los usuarios dan ordenes adelantadas de comportamiento ante cambios en los precios) permitirán que no sea solo la oferta o el OS los que reaccionen a estas situaciones.²

Pero existen otras características tradicionales del servicio que bien vale la pena mencionar dado que hay algunos asuntos de la organización tradicional del mercado que pueden ponerse en tela de juicio en la nueva organización del sector. Nos referimos específicamente a tres puntos: su centralización, su característica domiciliaria y las características de la información.

Primero, los mercados de energía centralizados tienen funciones de planeación y operación. Se planea el despacho de los recursos centralizados por medio de mercados en cascada (energía y reservas) en los que participan generadores y, en algunos casos, comercializadores. Con la llegada de recursos descentralizados, mercados más locales comienzan a ser posibles para ciertos productos (como la energía reactiva) que parecían poco susceptibles de ser abiertos a la competencia y con la participación de nuevos agentes como agregadores, agrupaciones de consumidores y compradores de dichos servicios (como los Operadores de Red Descentralizados).

Segundo, el servicio es tradicionalmente (y en Colombia está así definido de manera legal) como uno de tipo domiciliario en el cual la demanda está representada por muchos individuos conectados a un punto fijo de la geografía. No sucede como en otros servicios que están asociados con el consumidor final porque en éstos la oferta los suele identificar en su punto de consumo. Es probable que, en el futuro, el consumidor utilice electricidad en diferentes puntos de la geografía (su domicilio, su vehículo, su lugar de trabajo, etc.) y que, entonces, sea conveniente suministrarla donde se encuentre. Es decir, pensar en el usuario como el punto de consumo y quien participe en el mercado y no, únicamente, en el domicilio como participante del mercado.

Tercero, los casos de competencia abiertos contra Google por la Comisión Europea muestran que es probable que las características de la economía digital —tendencia a la concentración de la clientela en pocas empresas, la potencia de los efectos indirectos de red, la inercia de los usuarios o la escasa atención prestada a los posibles costos futuros de la cesión inconsciente de datos personales— presentarán mayores problemas al funcionamiento competitivo de mercados digitales, como previsiblemente será el mercado eléctrico. La solución que se está buscando en

¹ Ver Stoft, S. (2015). *Power System Economics*. 2ª edición. India: Wiley.

² En un plazo más corto de tiempo, el consumidor eléctrico suele demandar la electricidad con total flexibilidad y la oferta suele ser la que se acomoda a estas exigencias. Con la llegada de tecnologías poco flexibles ante las necesidades del consumidor, es necesario que este último, o alguien en su nombre, pueda brindar la flexibilidad que la oferta necesita. Ahora bien, cuando la demanda pueda responder a las señales de precio, la principal razón para tener medidas de confiabilidad explícitas —el hecho de que la confiabilidad es un bien común— pierden mucho de su vigencia.

estas jurisdicciones es dar libre acceso a terceros a la información del usuario sin que nadie sea su propietario exclusivo (incluyendo redes sociales). Es decir, que la información se convierta en la “facilidad esencial” y que se necesite brindar libre acceso a los competidores a este activo “no replicable”.

Nos enfrentaremos, a futuro, a un mercado en el que se necesiten sistemas de medición inteligentes, descentralizados, con múltiples agentes y con la necesidad de gestionar comunicaciones, datos e intercambios de alta complejidad, haciendo que la centralización sea muy difícil de justificar como modelo. Para acomodar la digitalización y descentralización serán necesarias técnicas de gestión y control local. Como el *blockchain* fue diseñado para facilitar transacciones distribuidas sin requerir la participación de un ente central, es claro que es también el vehículo para facilitar dichas transacciones, sobre todo porque permitirán transacciones en contratos inteligentes.³

Criterios de intervención en un sector en transición

Vistos los aspectos susceptibles y con necesidad de cambio del sector, es importante entender cómo puede intervenir en un sector con un dinamismo importante. En este sentido, nuestro enfoque es económico o, por lo menos, uno que nos permita centrarnos en recomendaciones económicas y de eficiencia, separándolo de las de equidad (atendidas en el Foco 4 de la Misión). En este enfoque damos un papel preponderante a la motivación económica de las intervenciones en la economía por parte del Estado. El Estado, por medio de la regulación y la organización sectorial, debe dar motivos ampliamente justificados para sus actuaciones, y la mejor manera para obtenerlos es por medio de un análisis de fallas de mercado.

Consideramos que en una economía de mercado la actuación gubernamental, en cuanto a sus funciones y a la separación de actividades, debe estar justificada. Sin embargo, este papel en Colombia, por medio de la Constitución, tiene el peso de la prueba inferior en el caso de Servicios Públicos Domiciliarios, en los que las condiciones de partida de las empresas, previas a la Ley, justifican una intervención menos estricta que en otros sectores donde no hay barreras a la entrada. Es así como en estos sectores, y no solo en Colombia, suele ser habitual la imposición de reglas diferenciales de comportamiento (por ejemplo, en muchos países algunos generadores se consideran operadores dominantes y tienen reglas diferenciales de comportamiento) o hasta reglas de separación de actividades establecidas *ex ante* o reglas de separación verticales; estas últimas pueden abarcar el espectro desde separaciones estructurales hasta simples reglas de separación contables.

¿Modelo de servicios o de actividades?

Un mercado es aquel que, según la definición de competencia, vale la pena monopolizar. Si vale la pena monopolizarlo es porque no tiene sustitutos cercanos y se pueden extraer beneficios extraordinarios, con lo cual el concepto de sustitutos es fundamental para definir un mercado. Normalmente, con mayores cambios tecnológicos, como por ejemplo la descentralización, el número de sustitutos se amplía.

En el sector eléctrico el producto se define de acuerdo con las necesidades de la demanda y corresponde al kWh en el punto de consumo. Como el kWh en el punto de consumo es la suma de la producción y el transporte al punto de consumo, es fácil apreciar que la generación, la comercialización y el transporte son mercados porque vale la pena monopolizarlos. Pero el kWh en el punto de consumo es un producto con varios atributos que generan diferentes costos para el usuario.

Debe decirse que no es cualquier kWh el que se demanda, sino lo tradicional es, como se vio anteriormente, un kWh con alta flexibilidad: disponible en el momento en que el consumidor lo

³ Ver Andoni, *et al.* (2019). Blockchain technology in the energy sector: A systematic review of challenges and opportunities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 100 (2019), 143-174.

necesite.⁴ Asimismo, no es un kWh aislado, sino un kWh en un momento dado y con diferencias entre lo planeado y lo consumido. Esto implica reservas para cumplir con la diferencia entre lo planeado y lo entregado, además de todos los servicios auxiliares y mercados adicionales (por ejemplo, reservas a nivel mayorista y, en el futuro, a nivel minorista).

Por lo tanto, el producto kWh puede tener más atributos a futuro en la medida en que sea adecuado desempaquetarlo de acuerdo con su flexibilidad, lugar o con la hora de consumo. Esto puede ser apropiado en la medida en que haya competencia en flexibilidad, pero la pregunta, desde el punto de vista de la competencia, es si el mercado relevante actual puede cambiar a la par con los cambios tecnológicos.

El mercado centralizado de energía (Generación + Reservas + Transmisión + Distribución + Comercialización, es decir, $G + R + T + D + C$)⁵ se enfrenta a la tecnología descentralizada que puede competir en términos de Generación (G), pero no en todas las dimensiones horarias de la G (a menos que el usuario cuente con una batería o un almacenamiento para las horas sin recurso descentralizado) ni con la flexibilidad que dan las reservas centralizadas. Es decir, hoy en día el mercado relevante de G debe incluir parte de la generación distribuida, pero sólo la flexible ya que, de cualquier manera, se seguirán necesitando las reservas (R).

Asimismo, parte del D podrá “competir” con la generación distribuida (como parte de la T compite con la G hoy día o como el Operador Centralizado del Sistema (OCS) organiza mercados de reservas), pero eso ocurrirá por medio de la creación de mercados locales de reactivos o de mercados para la disminución de pérdidas de la red.⁶ Este mercado local competiría con las reservas centralizadas y, con buena regulación, podría ayudar a la reducción de pérdidas o al ahorro de inversiones en D.

A priori, parece ser que el cambio tecnológico puede permitir que surjan nuevos mercados (principalmente locales), pero hasta que no haya un producto descentralizado que preste flexibilidad no será fácil ponerlo a competir con el sistema centralizado. Por eso consideramos que, como opción, la separación de actividades del mercado centralizado sigue vigente aún con nuevos agentes descentralizados o con nuevas actividades en las que lo centralizado se separa de lo descentralizado.

Esto no significa que nuevos mercados no deban aparecer. Por ejemplo, el concepto de liberalización minorista ha girado en torno a la libertad de escoger comercializador, pero la descentralización del mercado requerirá de nuevos servicios energéticos como la generación distribuida, la gestión de cargas y sistemas de almacenamiento. Estos servicios pueden ser prestados de manera descentralizada, pero lo relevante es entender si esto implica la creación de mercados locales o la integración de estos servicios en el mercado centralizado.

Así, por ejemplo, se crearán nuevos servicios y mercados donde se transen estos nuevos servicios. Los servicios que se deben prestar de forma descentralizada son:

1. **Congestión y gestión de pérdidas.** La gran mayoría de mercados en el mundo no incorporan señales de congestión en redes de distribución. Sin embargo, ya hay varios esfuerzos por crear estas señales. Al igual que en el mercado mayorista, las señales deben reflejar precio de la energía, congestión y pérdidas.
2. **Servicios complementarios (SSCC):** Para responder por confiabilidad, seguridad y estabilidad. Dentro de los SSCC tradicionales se espera que mercados de reactiva sean posibles a este nivel, aunque requerirán de transacciones automatizadas (inteligentes).
3. **Gestión de carga:** Modelos de precios y de incentivos de gestión de la demanda.

⁴ La flexibilidad puede estar en la demanda (respuesta de la demanda), en la oferta (respuesta rápida en generación) y en el almacenamiento.

⁵ G: generación, R: reservas, T: transmisión, D: distribución, C: comercialización, GD: generación distribuida, OCS: Operador Centralizado del Sistema.

⁶ Ver Caramanis. “It is time for power market reform to allow for retail customer participation and distribution network marginal pricing”. Commentary by Michael Caramanis Featured in IEEE Smart Grid Newsletter, 2012

Sin embargo, debemos insistir en que la existencia de nuevos servicios no implica que no se puede hablar de actividades, como es el caso del modelo tradicional y, por eso, la organización sectorial propuesta sigue el modelo de actividades.

2. ORGANIZACIÓN SECTORIAL

Con la discusión sobre el entorno que se espera construir o redefinir y con nuestros criterios de actuación abordamos el primero de los temas que se nos ha encargado: la definición y separación de actividades. Antes de ello, establecemos los criterios a aplicar.

Criterios para separación de actividades

Debido a que la separación de actividades tiene un *trade-off*, la elección del mecanismo más apropiado para garantizar la separación de actividades debe seguir un enfoque costo-beneficio. Los reguladores al introducir medidas de tal envergadura deben analizar los efectos que separar tiene sobre:

- la magnitud de los beneficios y grado de precisión de su estimación; y
- los costos de la separación (sinergias de las dos actividades).

Beneficios de la separación

La estimación de beneficios de la separación depende de múltiples aspectos, pero, por lo general, el regulador intenta estimar los beneficios de la competencia (reducción de costos y precios cercanos al costo marginal, señales claras de inversión, etc.) los cuales dependen, obviamente, de la viabilidad y conveniencia de introducirla.

En un plano conceptual, la viabilidad de introducción de competencia en un sector depende de las características de la tecnología, del tamaño del mercado y de las barreras a la entrada. En esencia, la competencia se asimila al número de competidores que puedan llevar a cabo su actividad de manera rentable, y este número depende tanto de las características de la oferta (la tecnología) y de la demanda (el tamaño del mercado), como de las posibilidades para las empresas de entrar o salir del mismo (barreras a la entrada).

Las variables que determinan el número de empresas que cabe en un sector son la demanda y la tecnología, las cuales no son estáticas. La tecnología determina las economías de escala de la empresa, que deben alcanzar su tamaño óptimo en el punto conocido como escala mínima eficiente (el punto donde explota al máximo sus economías de escala y el costo medio se minimiza) y la demanda determina el tamaño del mercado. Como tanto la tecnología como la demanda pueden variar a lo largo del tiempo, el potencial de competencia puede variar (y sus beneficios también).

Realizar dos actividades de manera conjunta puede tener beneficios para la empresa, que podrán compartirse con los usuarios. En algunos casos dichas sinergias pueden ser importantes (por ejemplo, en el caso de transmisión y generación), pero no tienen por qué ser lo suficientemente grandes para impedir la separación de actividades (transmisión-generación son, también, relevantes en este caso).

Costos de la separación

Para brindar acceso a terceros se cuenta con una diversidad de instrumentos, los cuales pueden ser definidos de acuerdo con el grado de intervención del instrumento y agrupados en torno al momento de la medida.

El siguiente diagrama lo ilustra.



Figura 1. Restricción actividad empresarial. Fuente: Elaboración propia.

En un acceso negociado (la práctica inicial en telecomunicaciones y en el caso fallido de la distribución eléctrica en Alemania en sus inicios), el dueño de la infraestructura negocia con sus competidores el acceso y, en caso de no alcanzar acuerdo, se dirime la disputa por medio de un arbitraje (algunas veces el regulador es el árbitro). La intervención del regulador en ese modelo es *ex post*, una vez se ha detectado la falta de acuerdo.

En intervenciones *ex ante*, el regulador fija tarifas y las condiciones de acceso, pero en su gran mayoría no se limita la propiedad. La separación contable, funcional y legal no limita la propiedad, mientras las separaciones de la propiedad, como son las restricciones típicas de la regulación colombiana, sí lo hacen.

La separación contable obliga a las empresas a tener cuentas separadas y a imputar costos a cada una de las actividades. Aun así, la gestión puede ser integrada y las sinergias de las actividades se siguen realizando. La separación funcional exige que dos unidades de la empresa estén separadas y se dediquen a cada actividad, aunque se pueden compartir algunos recursos. La separación legal implica empresas diferentes con personal empleado por cada empresa y cuentas separadas, pero las empresas pueden ser miembros de la misma casa matriz y orientarse por políticas estratégicas de la casa matriz (aunque se pueden introducir restricciones regulatorias a los acuerdos de accionistas como impedir el control de la compañía integrada). Finalmente, en el nivel más avanzado de restricción, se introduce la separación de la propiedad.

Las restricciones a la propiedad y a la estructura de un sector se enmarcan en una política conocida como restricciones *ex-ante* y generalizadas a la competencia. Los dos adjetivos en esta afirmación son importantes porque la política de competencia en muchas ocasiones es *ex post* (en caso de abusos o acuerdos), pero puede incluir, en los casos de fusiones, el análisis de una transacción antes que se produzca (*ex ante*). Sin embargo, para la política de competencia cada circunstancia es única y cada transacción o actuación de las empresas debe analizarse en sí misma y probarse, ya que la economía no siempre es categórica en afirmar que una actuación o transacción siempre es dañina.

Las implicaciones para la actividad económica y para la libertad de empresa de estas dos características de las restricciones (generalizadas y *ex ante*), y de su diferencia con la política de competencia, son muy importantes. De un lado, la política de competencia parte de la premisa de que las integraciones son benéficas a menos que se demuestre lo contrario. La labor de la autoridad de competencia en el análisis de una conducta o de la intención de fusionarse consiste en el análisis de si los costos de la acción de la empresa (efecto sobre la competencia) exceden las ganancias de la acción. Dentro de la valoración de las ganancias, la autoridad también debe demostrar que una parte importante de ellas se trasladará a los usuarios de tal manera que sea este el beneficiario principal de la operación.

Justificación de la separación de la propiedad

La motivación de las restricciones a la propiedad suele tener un estándar de prueba alto, aunque es la intervención que mayor competencia permite en casos de *foreclosure* (cuando una empresa cierra el mercado competitivo a través del acceso a la infraestructura esencial).

Como las restricciones a la propiedad no permiten excepciones, el regulador parte de la premisa de que dicha separación siempre es deseable. Como el regulador está imponiendo una restricción a las empresas y limitando un derecho, el peso de la prueba cae sobre él. Así, el regulador al imponer restricciones generalizadas debe demostrar:

- que los beneficios son superiores a los costos,
- que los beneficios son superiores a los costos en todo mercado,
- que los beneficios son superiores a los costos en todo momento, y
- que el instrumento elegido es el más eficaz.

La dinámica de la separación

Los economistas, basados en la afirmación de Adam Smith “la división del trabajo es función del tamaño del mercado”, afirman que hay mayores ventajas a la integración vertical en mercados en fase de crecimiento.⁷ Por lo general, si el mercado es inmaduro es probable que haya costos al utilizarlo, y por eso es mejor la integración vertical.

Si se tiene incertidumbre respecto a los mercados y al valor de los beneficios a lo largo del tiempo, lo natural, por prudencia, sería introducir restricciones condicionadas a análisis posteriores sobre el estado de la competencia y sus posibilidades (como se hace en telecomunicaciones). Debido a la dificultad de cuantificar beneficios y a la certeza de imponer costos, las restricciones estructurales son menos convenientes en mercados dinámicos en los cuales el riesgo de equivocarse es mayor, y esto incluye no solo mercados en los que la tecnología cambia (como en el mercado de telecomunicaciones) sino también mercados en los que la demanda evoluciona a lo largo del tiempo (como es el caso del mercado de gas en Colombia).

Respecto a esto, la tendencia en Europa y en EE. UU. no es la de un aumento de la demanda eléctrica o una demanda cambiante, ni tampoco parece factible que la innovación tecnológica se produzca en Colombia. Las innovaciones colombianas se producirán en la adopción, donde la integración vertical es menos importante.

Otra pregunta relevante es si las tecnologías cambiarán las economías de escala en, por ejemplo, la distribución. La aparición de las nuevas tecnologías de generación cambia la estructura vertical del mercado eléctrico convencional. Con esta entrada aguas abajo la electricidad deja de fluir unidireccionalmente desde las grandes plantas de generación centralizada hacia los consumidores, sino que lo hace bidireccional y circularmente.

Esto aumenta la necesidad de transformación para inyecciones a la red de transmisión o para abastecer cargas en mayor voltaje. El efecto es el de mayor inversión en la red. Asimismo, las baterías de almacenamiento y los contadores inteligentes permiten ajustes a la intermitencia y pueden bajar el costo de generación en el largo plazo; el efecto es mayor inversión en nuevos elementos de red, pero una reducción en el costo total de suministro. Finalmente, con una red inteligente los costos de expansión son menores. La reducción de costos en el mediano plazo se produce porque evita extensiones de red innecesarias dadas las nuevas opciones (almacenamiento, contratos de gestión de demanda con consumidores finales, etc.) lo que conlleva una optimización de la producción y la distribución al cliente.

En conclusión, no es claro que las actividades de red pierdan su condición de monopolios regionales, aunque el riesgo de desconexión de algunos usuarios puede ser alto para ellas en el nuevo modelo.

Es por eso probable que, en el nuevo modelo, los análisis de separación de actividades entre las partes reguladas y las partes competitivas sean similares a los del modelo tradicional, aunque la descentralización añada una nueva capa de complejidad, como veremos a continuación.

⁷ Ver Stigler. (1951). The division of labor is limited by the extent of the market. *Journal of Political Economy* 59, 185-193; Levy. (1984). Testing Stigler's Interpretation of 'The division of labor is limited by the extent of the market'. *Journal of Industrial Economics*, 32, 377-89; Elberfeld. (2002). Market size and vertical integration: Stigler's hypothesis reconsidered. *Journal of Industrial Economics*, 50, 23-42 o el artículo de Joskow donde la integración vertical es una respuesta a la incertidumbre: Joskow, Paul L. (2005). Vertical Integration. *Handbook of New Institutional Economics*, ed. C. Menard and M. M. Shirley. Dordrecht and New York: Springer, 319-48.

Separación entre actividades competitivas centralizadas y descentralizadas

La teoría de las ventajas de la integración vertical aplica, en mayor medida, en mercados inmaduros en los que existen costos por utilizar el mercado y estos costos se pueden internalizar dentro de la empresa (integración vertical). Esto implica que es más económico integrar:

- Entre actividades competitivas.
- En mercados nuevos.

En este sentido, es más factible y razonable integrar dos actividades nuevas y competitivas o, en un escenario menos ideal, una actividad competitiva existente con una nueva actividad competitiva. Analicemos, por ejemplo, el caso de la generación centralizada y la descentralizada.

La generación descentralizada es un competidor de la generación centralizada, aunque aquella tiene complementariedades con la red de distribución y la última con la transmisión. Por lo tanto, no parece necesario separarlas si hay competencia en las dos actividades.

Por ejemplo, la autoridad de la competencia del Reino Unido (CMA, *Competition and Markets Authority*), analizó en profundidad la integración generación-comercialización y aunque encontraba que ser comercializador sin activos era una actividad más riesgosa que una integrada con generación, no era evidente que fuese necesario separar las actividades de generación y comercialización. Esta conclusión la hizo basándose en que existía competencia en las dos actividades, pero el regulador ha aprovechado la introducción de la figura del agregador para aumentar la competencia. Así, la nueva figura del agregador le ha permitido introducir separación entre esta actividad y la del comercializador.

El agregador, en su término amplio, es una figura que surge de la descentralización. Sus principales capacidades técnicas son:

- Generación distribuida: Producción a pequeña escala (tanto renovable como motores a gas/diésel).
- Gestión de carga: Manejo de consumo en tiempo real (desplazamiento de carga, despacho, etc.) usando medición y gestión inteligente.
- Almacenamiento: Baterías o vehículos operados en modo vehículo-red.
- Agregar demanda a través de vínculos contractuales y con facilidades tecnológicas para atender necesidades en diferentes mercados (confiabilidad, eficiencia, restricciones, etc.)

El traer estos recursos a mercado se ha hecho por medio de dos modelos: un modelo de integración con el mercado mayorista y otro por integración en el minorista. En este último se desarrolla en mayor medida el concepto de “prosumidores”. Es en EE. UU. donde mayores experimentos se están llevando a cabo. En estos modelos, denominados “enfoques transactivos”, se promueven interacciones entre productores descentralizados y consumidores finales (en Europa se denominan comunidades energéticas) con esquemas de propiedad como cooperativas.

De ir por el camino de la integración de estos recursos a través del mercado minorista, Colombia tendría el desafío de saltarse el estadio de elección de comercializador para todos los usuarios (no solo los que tienen contadores horarios). Por esto ya han pasado varios países y se tendría la oportunidad de aprender de esas experiencias.

Dado el poco dinamismo del mercado minorista en Colombia, consideramos que es mejor seguir un modelo descentralizado integrado en el mercado minorista. Además, es el segmento del mercado donde no existe competencia y, con la regulación adecuada en materia de participación de los consumidores, es donde mayores beneficios se pueden lograr por el poco papel que han tenido los programas de respuesta de la demanda.

Sin embargo, esto no implica que estos participantes no puedan interactuar con el mercado mayorista centralizado. Los dos mercados tendrán integración en la medida en que, como es el caso de California, en el mercado mayorista se permita la participación de agregadores que provean

energía y servicios complementarios al mercado mayorista, ampliando, de esa manera, los productos que estos agentes puedan prestar.

Nuevos agentes

El modelo descentralizado ha llevado a la aparición de varios agentes nuevos. Además de elementos como vehículos eléctricos, edificios inteligentes, microrredes y baterías, se ha visto la aparición de agregadores, comunidades energéticas, y del Operador del Sistema de Distribución (OSD).

Tradicionalmente el mercado ha estado organizado en los eslabones G-T-OS-Operador de Mercado (OM)-D-C, en los cuales el mercado mayorista y el acceso al activo escaso, la red de transmisión, lo lleva a cabo el Operador del Sistema (XM en Colombia). Las empresas de distribución suelen coordinar las operaciones de confiabilidad y distribución de energía y, en muchos mercados, coordinar la operación del mercado minorista. En Colombia, donde el mercado minorista es limitado, XM-MEM sigue siendo quien lo coordina.

En este marco descentralizado ha irrumpido la figura del OSD. El “Paquete de Invierno” de la Comisión Europea crea una gobernanza de dos niveles entre el OST (Operador del Sistema de Transmisión) y el OSD, gobernanza en la que estas dos figuras se coordinan en el intercambio de información, despacho, resolución de desvíos, etc. La preferencia de la Comisión era la imposición de reglas de separación por la posibilidad que los generadores integrados con la D discriminaran a los generadores del grupo en servicios de flexibilidad. Pero, en un mundo descentralizado, el OSD es un agente adicional y muy importante.

Más adelante se detallan los nuevos agentes al nivel descentralizado, pero antes de hacerlo es necesario hablar de dos agentes que permiten ligar el mercado centralizado y el descentralizado.

Agentes responsables de desvíos

Antes de embarcarnos en la figura de los agentes descentralizados es necesario crear un eslabón entre los agentes descentralizados y los centralizados. Este eslabón está presente en dos partes: las redes y la energía. Para las primeras surge la figura de un esquema en cascada entre el OST y el OSD: agentes coordinados entre sí a partir de los flujos de energía, que se centralizan a partir de los valores residuales luego de netear en zonas descentralizadas de los OSD.

Para la segunda parte del eslabón, la energía, es necesario crear una figura que no existe en Colombia, porque nuestro OS soluciona, por medio de los redespachos, los desvíos de los programas de generación y los desvíos de la demanda. Nos referimos al “Agente Responsable de Desvíos” (ARD) que corresponde a la figura conocida como *Balance Responsible Party* y que consideramos tiene dos razones que justifican su existir:

Primero, la programación de generación se convierte en un contrato *forward* (por medio del despacho vinculante propuesto en el Foco 1 y coherente con las reformas que quiere emprender la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)) que debe honrarse en el despacho. El despacho vinculante aplica a todos los recursos de generación, incluidos los renovables. Es decir, consideramos que las energías renovables deben ser responsables de sus desvíos del programa; estos pueden calcularse a nivel de la zona de desvíos, la cual podrá ubicarse al nivel de zona del OSD. La renovables podrán contratar la gestión de sus desvíos con agregadores, quienes serán responsables de los desvíos de los GD.

Segundo, la demanda también se desvía ocasionando desvíos del sistema. Las previsiones de demanda deben ser razonables y un incentivo para las mismas debe crearse. Es razonable que la demanda de energía sea presentada por los comercializadores quienes busquen contratos de gestión de la demanda con sus clientes o de cobertura con generadores.

De esta manera proponemos dos agentes responsables de los desvíos:

- Desvíos por programa: Los generadores, incluidos los GD.
- Desvíos por demanda: Los comercializadores, quienes presentan su previsión de demanda al mercado diario y pagan las desviaciones al mismo.

Agentes descentralizados

Según formulan Cadena y Muñoz,⁸ se deberán estudiar en Colombia nuevos paradigmas para la comercialización de energía a nivel distribuido. La reducción de escalas en generación, donde es posible anticipar el surgimiento de inyecciones distribuidas desde centenas de kW a unos cuantos MW, facilitará el surgimiento de una serie de nuevos agentes, prestando diversos servicios competitivos de distribución. Es decir, se puede “estudiar esquemas adicionales a la venta en los mercados mayoristas y de contratos, como lo puede ser facilitar mercados a nivel de distribución, ya sea mercados organizados, o facilitar mercados donde tanto los usuarios como los generadores puedan transar energía de manera directa (*peer to peer*)”. Esto requerirá revisar la regulación del mercado de la distribución, con cambios que pueden alterar completamente esa actividad, abriendo espacios nuevos para los *prosumers* (productores-consumidores, que también denominamos comunidades energéticas para incluir agrupaciones de *prosumers*).

A continuación, se propone una caracterización de los diversos agentes, existentes y futuros, que pueden participar en los servicios de distribución. Se distinguen los servicios competitivos de distribución de las actividades monopólicas reguladas (Operador del Sistema de Distribución — OSD— y Administrador de Información de Medidores Inteligentes —AIMI—)

Operador del Sistema de Distribución (OSD)

Se debe crear la figura del Operador del Sistema de Distribución, responsable de dar acceso a las redes de distribución a los comercializadores, *prosumers*, agregadores y así distribuir la energía desde la red de transmisión hasta el usuario final para el consumo de la energía, en condiciones reguladas de seguridad y calidad de servicio. Es de su responsabilidad gestionar la energía tanto desde la oferta (con un creciente carácter distribuido) como desde de la demanda. Se mantiene separado el rol del operador de la distribución del operador nacional (OST).

Gestiona los mercados de reactiva en su zona de influencia.

El OSD puede encargarse de la medición hasta que la medición sea inteligente con el fin de agilizar las inversiones. Encontramos que el modelo colombiano de medición como propiedad del usuario y con la actividad de lectura en manos del comercializador dificulta la penetración de la medición inteligente y un despliegue coordinado. Así, es necesario romper este modelo para que el distribuidor-comercializador actual lo pueda llevar a cabo. Esta modificación también permitiría que los distribuidores-comercializadores se desintegren de la comercialización y podría considerarse como el mecanismo para que los distribuidores acepten las ventajas de la desintegración legal entre el OSD y la comercialización.

Los OSD harán, en esta propuesta, el despliegue de AMI de acuerdo con los protocolos de medición que adopte el Ministerio de Minas y Energía. Posteriormente, cuando se haya alcanzado un alto grado de penetración de medición inteligente, se centralizará la actividad de medición y de información que constituirá un monopolio regulado.

En cuanto haya contadores inteligentes se utilizará la figura del Administrador de Información de Medidores Inteligentes (AIMI, ver más abajo). El OSD debe entregar al AIMI y este a los comercializadores la información del cliente a la que este haya dado su consentimiento previo.

El OSD no puede participar en la actividad de comercialización. La actividad de generador distribuido (GD) es mejor que no la desempeñe de manera integrada o, en el peor de los casos, que lo haga de manera legalmente separada.

Generador distribuido (GD)

Se establece la figura de Generador Distribuido o generador descentralizado, que instala y genera energía eléctrica por medio de pequeñas o medianas fuentes de energía en lugares próximos a los consumos. Cada uno de estos generadores se constituye en un nuevo agente del sistema de

⁸ Cadena, A. I., y Muñoz Álvarez, D. (2019). “Informe 2 de la Consultoría para definir el alcance de la Misión de transformación energética y modernización de la industria eléctrica: hoja de ruta para la energía del futuro”. Ministerio de Minas y Energía, Colombia.

distribución. El precio de venta de la energía debe ser contratado directamente con una empresa comercializadora, o vendido al precio *spot* local, descontando de las inyecciones las pérdidas en la red de distribución. Más adelante se describe la condición en que un OR (Operador de Red) incumbente puede integrarse a la figura de un GD en ciertas condiciones para ampliar la cobertura en mercados aledaños.⁹

Se propone considerar para los GD los mismos tamaños ya establecidos por la legislación colombiana vigente.

Las distribuidoras deberán permitir la conexión a sus instalaciones de distribución a esos medios de generación, previo cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes. Las obras adicionales que sean necesarias para permitir la inyección de dichos excedentes deberán ser ejecutadas por los propietarios de los sistemas de distribución correspondientes y sus costos estarán a cargo de los propietarios de los medios de generación indicados.

Se propone un segundo nivel para conexión de generación distribuida de pequeña escala. En ese caso, las obras adicionales y adecuaciones que sean necesarias para permitir la conexión y la inyección de excedentes de esa generación deberán ser solventadas por cada propietario de tales instalaciones y no podrán significar costos adicionales para los demás clientes.

Prosumer / comunidades de usuarios (P/CU)

El *prosumer* es un agente productor-consumidor (*producer-consumer*) que inyecta y retira energía en la red de distribución. Puede agrupar a usuarios en sitios diferentes y pueden ser cooperativas o personas naturales con requisitos mínimos. No debe ser una ESP.

Microrredes

Las microrredes son sistemas de potencia que pueden operar en estado aislado o en estado síncrono con el resto del sistema. Comprenden elementos como generación renovable, carga, almacenamiento, redes y, también, generación convencional. Las microrredes han tenido un crecimiento importante en los últimos años y muchos las consideran como parte esencial de la transición energética, porque pueden participar del mercado (centralizarse) o salir de él (descentralizarse) en virtud de las necesidades del sistema o de la microrred. El principal desafío de su participación en el mercado es la coordinación entre la red y el resto del sistema.

Comercializador

Los comercializadores son agentes a cargo de la venta y facturación de electricidad a los consumidores vía contratos de abastecimiento con empresas generadoras y/o acceso al mercado mayorista de compra de energía. Los comercializadores pueden ofrecer otros servicios vinculados al suministro, como la gestión comercial, atención al cliente, gestión de facturación, monitoreo a través de aplicaciones en línea, instalación y venta de equipamiento eléctrico, servicios de instalación, gestión de cambios de conexión, etc. Los comercializadores venden la energía a las tarifas fijadas por ellas mismas y aceptadas por los consumidores.

Se establece una separación legal entre los agentes en competencia, encargados de la comercialización, y el OSD, encargado de la inversión, operación y mantenimiento de la infraestructura de distribución. La distribución de la electricidad debe realizarla una empresa diferente a la que se encargará de comercializarla.

La creación inicial de la figura del comercializador en Colombia no logró la búsqueda de mejores precios y condiciones para los usuarios, ni menos la condición de mayor competencia. Con los cambios tecnológicos que se avizoran en el universo de la distribución, el rol de este agente debería ser determinante para lograr mejores condiciones para los consumidores y el mercado.

⁹ Es decir, nuestro informe está pensado para el Sistema Interconectado. Para las Zonas No Interconectadas (ZNI) es posible contar con un modelo sin separación de actividades en el que el encargado de prestar el servicio sea integrado en toda la cadena.

Agregador de Recursos Energéticos Distribuidos (ARED)

Se establece la figura de Agregador de Recursos Energéticos Distribuidos (ARED), agente que gestiona inyecciones y retiros de energía distribuidos (correspondientes a demanda, generación, almacenamiento, vehículos eléctricos y otros) participando en mercados mayoristas de energía, entregando servicios complementarios e interactuando con el operador del sistema y generadores, entre otros potenciales agentes.

Tendría una clara definición de funciones y con facultades de contratación de servicios con otros agentes.

Administrador de Información de Medidores Inteligentes (AIMI)

Los medidores inteligentes son una herramienta fundamental para una mejor gestión de la red de distribución y de los distintos agentes que prestan servicios y compiten en ella. Estos dispositivos medirán la evolución de la demanda en el tiempo, proveyendo valiosa información de los patrones de consumo de los usuarios finales. Con el fin de resguardar esta información privada, se establece un nuevo agente regulado monopólico, el Administrador de Información de Medidores Inteligentes (AIMI), cuidando el acceso y uso controlado de dicha información. Con una previa autorización de los usuarios, se podrá comunicar la información a los distintos agentes del sistema. El AIMI sólo podrá desarrollar la función monopólica de gestión de medidores.

Gestor de Servicios Energéticos (GSE)

Se debe instituir un agente que apoye a las empresas que mantienen muchos puntos de consumo energético. Se encargará de gestionar el consumo energético eléctrico y de otros recursos, optimizando el uso de combustibles, potenciando un uso energético eficiente, diseñando proyectos de ahorro energético, disminuyendo la emisión de gases efecto invernadero, gestionando proyectos de conexión y nueva infraestructura energética, optimizando la contratación de los puntos de suministro y volúmenes asociados, y apoyando el financiamiento de ellos.

Es un intermediario entre los consumidores, la empresa de distribución y el comercializador. No es necesario que sea una ESP. Se busca que sea un agente que busque reducir el consumo de energía y por eso debe ser diferente e independiente del comercializador.

Comercializador de Último Recurso (CUR)

Se define un agente virtual, denominado Comercializador de Último Recurso (o empresa comercializadora de referencia), que es aquella empresa comercializadora que ha sido designada para proporcionar a los clientes de consumo eléctrico la tarifa de último recurso (TUR) o tarifa por defecto, cuyo método de cálculo establece el regulador.

La TUR de electricidad es fijada por el regulador teniendo en cuenta el costo de producción de la electricidad (que considera potencia y energía consumida y la infraestructura para suministrarla). La TUR está destinada a aquellos consumidores que no están contratados con un comercializador en el mercado libre. Se aplica también cuando se solicita a un comercializador que reciba a los clientes que estén asociados a comercializadores insolventes y que no hayan optado por un nuevo contrato libre con otro comercializador.

El CUR es un comercializador que aparece por virtud de que el usuario no ha escogido comercializador o porque el comercializador del usuario ha desaparecido. Consideramos que el CUR debe estar presente en todo el mercado de distribución asignado y no es potestad del CUR elegir los municipios, dentro del mercado de distribución, en los que preste su servicio, sino que es un servicio para todo el mercado.

Resumen de agentes

Esto implica que a futuro los agentes que recomendamos establecer son:

1. Generadores centralizados;
2. Transmisores;
3. Operador del Sistema de Transmisión (OST);

4. Operadores de Mercado;
5. Liquidador de cuentas;
6. Agente Responsable de Desvíos (ARD);
7. Operadores del Sistema de Distribución (OSD);
8. Generadores distribuidos (GD);
9. Comercializador de Último Recurso (CUR);
10. Comercializadores: venta de energía a los usuarios;
11. Agregadores. Se representan de manera separada de los comercializadores porque la agregación descentralizada puede ser de dos tipos: (i) la agregación de comercializadores y (ii) agregación de terceros. La (i) es agregación de GD para vender servicios de generación a los OSD o al OST y la (ii) son participantes financieros o aquellos que generen contratos inteligentes (enfoques transactivos) para aportar liquidez y competencia a estos mercados;
12. Administrador de Información de Medidores Inteligentes (AIMI): lectura y gestión de la información de los usuarios;
13. Gestor de Servicios Energéticos (GSE);
14. Agrupaciones de usuarios/*prosumers*; y
15. Microrredes.

Es importante decir que no consideramos necesario que exista un agente específico que haga almacenamiento; cualquier agente competitivo podrá prestarlo. El almacenamiento es una actividad que presta múltiples servicios, tanto arbitraje y servicios complementarios, y como elemento que evita las expansiones de red. Sin embargo, la construcción de un activo de almacenamiento no es parte integral de una red de distribución/transporte. Por eso consideramos que es, como se ha hecho en Europa, un activo primordialmente competitivo. Los servicios del almacenamiento como sustituto de redes pueden ser comprados a un tercero que también podrá vender servicios competitivos. De la misma manera, el Operador del Sistema puede comprar servicios auxiliares de regulación y respuesta rápida por medio de subastas competitivas.

Hacerlo de otra manera significa que el distribuidor o el transmisor deban dar acceso a terceros para utilizar las baterías para utilización en mercados competitivos, lo cual es de muy difícil definición por los efectos que el uso puede tener sobre la integridad de la batería. Entendemos que la CREG ha permitido la propiedad de activos de almacenamiento a empresas de red, pero lo complejo de esta decisión es que la batería, regulada, no debería distorsionar el mercado. Esto sugiere que la CREG debería permitir baterías a las empresas de red en las ocasiones en las cuales no se distorsione el mercado de energía. Es decir, cuando su uso no suba o baje los precios de mercado.

Es por ello por lo que proponemos que la Resolución de la CREG solo aplique a los proyectos que se encuentren en desarrollo y se hagan subastas para que agentes del mercado puedan utilizarlas, sustrayendo tales ingresos del ingreso permitido por las baterías.

Las actividades en el nuevo sector



Figura 2. Las actividades en el nuevo sector. Fuente: Elaboración propia.

A continuación, discutimos nuestras propuestas para la separación de estas actividades.

Separación horizontal de actividades

Colombia, desde la adopción del mercado eléctrico, ha introducido restricciones *ex ante* a la propiedad. No se han considerado otro tipo de separaciones, lo cual es, en nuestra opinión, debatible, porque la separación estructural es la más efectiva, pero también la más costosa.

No obstante, debemos decir que relajar los criterios de separación horizontal requiere demostrar que son ineficientes. Por ejemplo, demostrar que la franja de potencia o el límite del 25% ha impedido fusiones eficientes o se ha restringido la competencia. La evidencia de los estudios que hemos revisado o las decisiones de la SIC, por ejemplo, en la privatización de Isagén, no permiten extraer estas conclusiones.

Por el contrario, la estructura del mercado mayorista no se ha desconcentrado desde 1995, ni tampoco se ha visto entrada, *greenfield*, de nuevos grupos empresariales o, al menos, de tamaño importante. Es probable que esto cambie con la entrada de renovables, como ha ocurrido en otros países, pero los resultados de la primera subasta de confiabilidad no parecen corroborar esta hipótesis. Por lo tanto, parece difícil relajar las restricciones horizontales en generación con la evidencia actual.

Por el lado de la comercialización, relajarlas será función de las condiciones que se impongan en la separación vertical. Es muy habitual que las empresas con legado histórico en comercialización perpetúen su condición histórica. Y es muy habitual que esta integración con la distribución constituya una barrera a la entrada.

La evidencia de competencia en comercialización en diferentes países muestra que es un negocio que sostiene 5-6 empresas grandes y una franja de competidores pequeños, muchos de los cuales no alcanzan su mínima escala eficiente. En el nuevo entorno energético no parece evidente que haya presión por menores tamaños viables, sino que sea un negocio de crecimiento rápido y tendencia a la concentración (*winner takes all*) en el cual el acceso a los datos del cliente sea la verdadera barrera a la entrada.

Si no se cuenta con reglas de separación *ex ante*, es necesario confiar en el poder de la política de competencia, pero, en el caso de la comercialización, es necesario reconocer sus limitaciones. El estándar de precios abusivos suele llevar a multas muy pequeñas y poco disuasorias. De hecho, los casos más exitosos de introducción de competencia (p. e., Bell, AT&T) se han llevado a cabo utilizando facultades extraordinarias y, en energía, a través de los estudios de estado del mercado. En Colombia, estas facultades las tiene la CREG y nunca las ha utilizado.¹⁰

La separación horizontal suele ser más difícil de justificar en un mercado regulado. A pesar de que el mínimo tamaño eficiente de una distribuidora no es muy grande, suelen existir empresas distribuidoras muy grandes. Desde el punto de vista regulatorio, en un esquema sin concesiones, no es del todo aconsejable crear zonas de distribución exclusivas y en un entorno en el que las microrredes sean una realidad. Es por eso importante no limitar la entrada. Por estos motivos el análisis de restricciones debe ser *ex post* y no *ex ante*.

Así, si no se limita el territorio (hoy día se considera que es un municipio, lo cual no está definido de manera económica, sino histórico-administrativa) no parece razonable limitar el tamaño de las empresas. En el Reino Unido, donde OFWAT, el regulador del agua, ha impedido fusiones de empresas de acueducto, dicho impedimento se ha hecho analizando el costo que tiene para el regulador el perder una empresa de la muestra de comparadores para regularlas. Si Colombia adopta, como ya lo hace en OPEX, un modelo de *benchmark*, estilo TOTEX, este costo, perder un comparador y hacer que el error de estimación del *benchmark* sea mayor, se debe considerar en el análisis de las fusiones del sector. Pero como punto de partida no parece justificado impedir el crecimiento de empresas de distribución, aunque sí someterlas a control de las autoridades de competencia. Consideramos, entonces, que en las fusiones dos aspectos deben tenerse en cuenta:

- La desaparición de un comparador para regular, por *benchmarking*, a las empresas de distribución; y
- Limitar fusiones, a menos que la empresa distribuidora renuncie a la comercialización en su zona.

La otra parte de la cuestión es la transmisión. Algunos países han recurrido a un modelo de una sola empresa, pero, al igual que en distribución, en el país el tamaño de las empresas transmisoras no suele ser el mínimo eficiente de una empresa de transmisión. Si se aboga por una sola empresa debe ser para explotar las sinergias con la operación, pero en un marco de incentivos. Como Colombia ya tiene múltiples empresas de transmisión, es claro que este modelo ya no es posible y, por eso, recomendamos un único OIS (Operador Independiente del Sistema, o ISO por sus iniciales en inglés), separado de la transmisión para evitar conflictos de interés, y no limitar el tamaño de las empresas de transmisión para no eliminar un competidor en las convocatorias. Esto sin perjuicio de las decisiones que tome la CREG en convocatorias específicas.

La Operación del Sistema de Transmisión, OST, sí es un negocio importante de centralizar, lo cual implica tener un solo OS (Operador del Sistema), pero en comunicación con los OSD.

Los OSD pueden ser tantos como empresas de distribución para que se complemente la regulación con su labor de OSD. Es decir, no podemos beneficiarnos de un OS integrado con la transmisión (y regulado por incentivos), pero sí de un OSD integrado con la distribución y con una regulación por incentivos (ver más adelante) que, necesariamente, esté separado de la comercialización.

Las microrredes son entidades nuevas y no deben estar sujetas a control horizontal.

Un problema importante es el del agregador. No parece indicado limitar su tamaño en el mercado nacional porque este no es el mercado relevante. Es más importante limitarlo en la dimensión regional o en el área del OSD. Para eso es pertinente decir que un OSD puede operar en redes de un tercero si este no se constituye como OSD (cuya idoneidad la determinaría la CREG), pero es necesario que el OSD y los GD tengan suficientes agregadores a los cuales solicitar sus servicios.

¹⁰ Creemos que es muy importante que la CREG haga estudios precompetitivos de los mercados y utilice las amplias facultades que tiene para resolver problemas de competencia.

Una forma sencilla de hacerlo es por medio de contratos de largo plazo adjudicados de manera competitiva. Sería conveniente que se propenda por aumentar la oferta de agregadores en la zona de un OSD desde el inicio de este nuevo mercado. Esto también puede requerir que los contratos con propietarios de GD deban ser aprobados por el regulador o, si se hace un esquema de incentivos en los cuales no se miran las inversiones sino el costo total de prestación del servicio, dejar que el distribuidor decida la forma de estos contratos.

En síntesis, las restricciones horizontales serían las siguientes:

1. Generadores distribuidos: sin límites si el acceso a la red no es una barrera a la entrada.
2. Generadores centralizados: mantener límites actuales.
3. Transmisores: sin límites generales, aunque depende de la convocatoria. Todos los transmisores deben ser tratados igual, pueden participar en STN y STR (si se usa este mecanismo de convocatorias) y pueden todos extender sus operaciones a través de adquisiciones. No deberían existir ni limitaciones ni obligaciones particulares para ningún transmisor, excepto en la observación de fusiones.
4. OST: uno para el STN.
5. Operadores de Mercado: sin límites a los que se desarrollen.
6. Distribuidores: sin límites por crecimiento, pero sujeto al criterio de la SIC y CREG en fusiones.
7. OSD: asociados al D.
8. Microrredes: sin restricciones horizontales.
9. Comercializadores: sujetos a limitaciones verticales.
10. Agregadores: se debe propender por fomentar la competencia.
11. Agrupaciones de usuarios: sin límites.

La siguiente figura resume los límites horizontales.



Figura 3. Restricciones horizontales. Fuente: Elaboración propia.

Separación vertical de actividades

En Colombia la separación de actividades busca reducir la supervisión *ex post* y es algo muy favorecido por la regulación. Sin embargo, la nueva Ley del Plan Nacional de Desarrollo permite

la integración vertical de la propiedad, lo cual, es importante decir, es un movimiento en la dirección contraria a lo que se ve en otros países. El *unbundling*, sobre todo entre actividades reguladas y competitivas, es un pilar de las reformas sectoriales y muchas de las decepciones de las reformas, sobre todo en la parte de D-C, tienen que ver con el problema de *foreclosure* o el incentivo que tiene el distribuidor integrado de subir los costos de acceso a otro comercializador como resultado de un *unbundling* blando.

Por este motivo, la Ley del Plan restringe, en alguna medida, el abanico de propuestas más apropiado, sobre todo cuando mucho de la desintegración estaba internalizada entre los agentes del sector; esto sugiere mantener la integración actual como máxima, aunque sí es claro que los derechos adquiridos que otorgó la Ley 143 creaban una asimetría. Lo mejor hubiese sido atenuar la integración vertical de dos formas: (i) exigir una separación legal a las integradas de legado o, (ii) que la CREG hubiese llevado un análisis competitivo que le permitiera adoptar reglas de comportamiento diferencial.¹¹

Sin embargo, la Ley del Plan nos permite proponer algunas salidas regulatorias a estas dificultades: reglas diferenciales y separación funcional, legal (que incluye contable, sociedades separadas, limitación a los acuerdos de accionistas, etc., aunque accionistas compartidos) o estructural en los casos en que la integración sea menos apropiada para la competencia. Aquí lo primero es acometer las reformas en el eslabón más débil de la cadena hoy día: la integración distribución-comercialización.

Integración de empresas reguladas y competitivas

Sugerimos, como regla mínima, introducir separación legal de las empresas que desarrollen actividades reguladas (OST, OSD, T y D) entre sí y cuando se incluya una actividad competitiva.

La separación legal implica que las empresas no pueden compartir gestión (unidad de gestión) ni miembros de junta directiva, deben presentar cuentas separadas y tener un nombre comercial diferente, limitar el control del distribuidor en la comercialización (y viceversa) aunque no se impide su participación accionaria (como se impide en la estructural).

El caso de las microrredes

Podría pensarse que el caso de las microrredes es equivalente al caso de un OSD, en el que las reglas de *unbundling* que se han discutido podrían aplicar. Sin embargo, la traslación de las reglas de un caso a otro no es inmediata.

En una microrred, la mayoría de sus elementos funciona en corriente continua (DC, *direct current*) y sólo el generador convencional lo hace en corriente alterna. Existen varios ejemplos de microrredes exitosas en los que aplican las reglas tradicionales del *unbundling* que hemos propuesto. Pero la pregunta relevante es si estas reglas de separación se deben aplicar en todos los casos. Para ayudar a la discusión, podemos pensar que existen dos modelos de microrredes extremos:

- La isla típica, como puede ser en una zona no interconectada, en la cual el tamaño del mercado hace que la especialización sea poco factible y operar el sistema de manera completamente integrada sea más eficiente por los costos de transacción que surgen del *unbundling*.
- El caso de una microrred operada todo el tiempo de manera síncrona, en la cual la microrred no deja de ser más que una zona poco diferenciada del mercado de distribución del OSD. En este caso, las reglas de *unbundling* podrían operar sin mayor pérdida de eficiencia.

Entonces, la verdadera dificultad está en decidir en qué punto de sincronidad los beneficios de separar superan los costos de hacerlo. Es claro que cuando el modelo de la empresa de distribución está pensado no como un vendedor de energía sino como una empresa que cumple con criterios de confiabilidad y calidad, es más fácil que haya ventajas del *unbundling* y este podría pedirse aún en casos de microrredes con baja sincronidad.

¹¹ Se nos ha hecho el comentario de que los derechos adquiridos son de carácter constitucional. Esto no significa que no se pueda forzar la escisión con una compensación, pero sí es claro que reglas de comportamiento diferenciales, o la separación legal, pueden ser introducidas por la CREG.

Para definir en qué casos, primero que todo sería útil definir una microrred. En un primer plano creemos que una microrred debería tener los siguientes cinco elementos:

- Estar en bajo voltaje;
- Constar de unidades de producción de tamaño pequeño;
- Que sean unidades de producción primordialmente renovable;
- Tener carga embebida (incluidos distritos térmicos); y
- Conexión con la red del OSD interconectado.

Si se quiere una definición más moderna, habría que añadir sistemas de almacenamiento y sistematización de la red que permitan a los usuarios conectados una mayor resiliencia por su capacidad de desconectarse de la red principal.

Es fácil ver que, en casos de una sola conexión a la red del OSD, la microrred tiene menos posibilidades de ser síncrona. Proponemos que solo en casos de una única conexión pueda haber excepción a las reglas de *unbundling* propuestas en nuestro documento. Pero creemos que, aún en esos casos, las reglas de *unbundling* podrán aplicarse en un futuro cuando el esquema de regulación aplicado a la distribución sea del estilo de objetivos de calidad y confiabilidad, y no como mera distribución de energía.

La dificultad de coordinación entre una microrred y el OSD o de acceso de terceros se presenta cuando la microrred comparte elementos propios del OSD. El acceso a estos elementos debería hacerse bajo el principio de costo evitado y remunerado de esta manera. Si el activo es de uso común, la imputación de costos debería hacerse bajo el criterio económico de fijarlo entre costo incremental y costo *stand alone*.

Integración entre competitivas

Recomendamos, por no tener mayores costos, una separación funcional entre GC (generación centralizada) y C, y entre A (Agregador) y GC.

Una de las partes más complejas es saber si se deben introducir reglas de separación entre actividades competitivas. La pregunta obvia que surge (y que ocupó gran parte de la investigación de mercado de la Competition and Markets Authority del Reino Unido en el período 2016-8) es si la generación centralizada debería estar separada de la comercialización. Para poder analizar este tema se plantean tres hipótesis de daño:

1. Si los C integrados no compran energía de generadores no integrados y la comercialización es una barrera a la entrada de los generadores independientes.
2. Si generadores integrados no venden a comercializadores independientes, la integración podría ser una ventaja para la comercialización. Esto es función del poder de mercado en generación.
3. Finalmente, la integración vertical puede erigir barreras a la entrada y al crecimiento de nuevos comercializadores si las transacciones internas son altas.

Existe abundante evidencia anecdótica de que, en parte, estas tres cosas pueden estar ocurriendo en Colombia y que la comercialización no está funcionando bien, aunque la evidencia en generación es menos clara. Aunque es cierto que una parte importante de la entrada por vía del cargo por confiabilidad es de generadores integrados, también se ha permitido la entrada de generadores no integrados o con poca participación en el mercado de contratos. Esto aporta la lección que compras centralizadas de contratos (las Obligaciones de Energía Firme (OEF) es equivalente, en términos financieros, a un contrato) fomentan la entrada de generadores no integrados.

Pero en la venta a usuarios regulados y no regulados se han visto problemas. La CREG, en el análisis de mercado que hizo en el año 2006, constató que la diferencia de precios entre ventas al sector regulado y al sector no regulado no se podía justificar por factores de riesgo.

Asimismo, el segmento de comercialización a usuarios no regulados suele estar concentrado, y los clientes liberalizados se quejan de la falta de diversidad de ofertas de comercializadores. La reducción del número de agentes térmicos a gas activos en el mercado de contratos de energía, tras la crisis del suministro de gas doméstico en firme, es parte de la explicación, pero también lo es la

introducción de la Capacidad de operaciones de respaldo en el mercado, CROM y los cálculos de ENFICC (Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad) que han llevado a un mercado de cantidades de venta conocidas entre generadores.

La evidencia en Colombia es que no ha surgido ningún comercializador independiente de tamaño siquiera mediano. Los casos encontrados son de pequeño tamaño o de límites a su crecimiento. Es muy probable que parte de esto tenga que ver con la decisión regulatoria de no permitir la salida al mercado libre si no se cuenta con un contador horario.¹²

Por eso proponemos dos cosas para dinamizar el mercado de contratos:

1. Solicitar a la CREG que lleve a cabo un análisis precompetitivo para analizar si las teorías de daño que hemos enunciado arriba se cumplen y proceder a una separación legal entre generación y comercialización de las empresas que detenten tal poder;
2. De acuerdo con los análisis de manipulación de precios del pasado fenómeno de El Niño emprendidos por Wolak y McRae,¹³ se ha visto que los generadores con poder unilateral tienen incentivos a modificar el precio *spot*. Para reducir dichos incentivos la forma más eficaz es la obligación de venta de contratos (en Colombia, financieros) por medio de subastas a los operadores que, en un análisis de competencia, aparezcan como dominantes. Esto permitiría que comercializadores independientes pudiesen comprar contratos para ventas a usuarios finales, reduciría la exposición de los generadores con poder unilateral a subir los precios *spot* y mejoraría las señales de precio de la Bolsa.

¹² Existe un sesgo a no permitir competencia minorista. En gas se eliminó y en el eléctrico el contador es un obstáculo muy grande cuando existen otras soluciones como las adoptadas en todos los mercados liberalizados del mundo desde que se lanzó en 1998 en Noruega. La competencia minorista es un prerrequisito de un mercado con participación de la demanda en el sector de gas como en el eléctrico, y debe ser una de las directrices claras en los dos mercados.

¹³ McRae, Shaun D., y Wolak, Frank A. (2017). "Diagnosing the Causes of the Recent El Niño Event and Recommendations for Reform." Workin Paper. Disponible en https://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/diagnosing-el-nino_mcrac_wolak

El CUR

Existe otra separación muy importante y tiene que ver con la figura del comercializador de último recurso. El CUR es aquel comercializador que se queda con los usuarios que no salen al mercado o aquellos que se quedan sin comercializador por la desaparición de este. Obviamente, lo mejor en estos casos es asignarlo por medio de un proceso competitivo y preferiblemente a empresas que no tengan vinculación con el distribuidor de la zona.

Restricciones verticales

	GC	T	OS	OM	LC	OSD	GD	C	ARED	AIMI	GSE	P/CU	CUR
GC		E	E	E	E	L	L	L/F	L/F	E	E	E	L/F
T			E	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E
OS				L	F	E	E	E	E	E	E	E	E
OM					L	E	E	E	E	E	E	E	E
LC						E	E	E	E	E	E	E	E
OSD							L	L	E	E	E	E	L
GD								L	L	E	E	E	L
C									F	E	E	E	L
ARED										E	E	E	L
AIMI											E	E	E
GSE												F	E
P/CU													E
CUR													

Figura 4. Restricciones verticales. Fuente: Elaboración propia.

La razón de esta preferencia es que los principales problemas de operación del mercado minorista, en países de la UE, por ejemplo, han girado en torno a la inercia de usuarios para salir al mercado libre. O cuando salen, por ejemplo, en España, escogen en muchos casos a la empresa afiliada del Distribuidor-Comercializador. Estos problemas pueden limitarse incluso con la integración vertical actual si el CUR es asignado con algunas restricciones como la aquí propuesta.

Así, sugerimos:

- Que el CUR se asigne de manera competitiva (menor cargo de comercialización).
- Que la tarifa del CUR, por medio de un apropiado diseño regulatorio, no sea un obstáculo a la salida al mercado libre.
- Que las empresas integradas con distribución no puedan desempeñar la función de CUR en zonas donde sean OSD.

Limitaciones y nuevas funciones del OSD

Como el D adquiere importantes funciones de OSD, no puede ser agregador en su zona. Puede la casa matriz ser agregador, pero en otra zona; en la zona del OSD solo terceros pueden desarrollar GD y agregación.

De manera similar, no es conveniente que el D tenga el suministro a usuarios regulados en su zona de distribución. En esto creemos que el esquema de reforma minorista de Texas ha dado muchos mejores resultados que otros estados en los EE. UU. y muchos países europeos. Esto implica que el suministro a usuarios regulados esté abierto a la competencia de empresas que no tengan D en la zona.

Así, el OSD puede ser el agente encargado de la medición haciendo que no haya problemas de conflicto de interés entre D y C. Para contribuir a una mayor transparencia y reconociendo que la medida es un cambio a lo actual, sería conveniente que la medición tuviese una separación funcional de la OSD en el largo plazo. Mientras que se realizan las inversiones en medición inteligente, esta tarea debe quedar en el actual OR. Esto significa que se instaura un nuevo agente, regulado: el encargado de la medición.

El caso del gas

Se nos ha pedido que, además del sector eléctrico, demos nuestra opinión sobre el caso de la integración vertical del sector de gas natural. Consideramos que los criterios de división en este sector son similares a los del sector eléctrico: no es prudente integrar actividades competitivas (producción, regasificación,¹⁴ importación, comercialización) con actividades reguladas (transporte, distribución). Y las actividades competitivas se pueden integrar si no hay posición de dominio en alguna de ellas.

Además, en mercados incipientes es más difícil desintegrar. Sin embargo, el mercado colombiano de gas, a pesar de ser pequeño respecto a estándares internacionales, es bastante maduro y si no se ha podido desarrollar en mayor medida ha sido por: (i) problemas de suministro firme, (ii) falta de coordinación entre transporte y suministro, y (iii) por el uso de reglas administradas de reparto de la escasez de gas en firme que impiden que las asignaciones sean económicas en estos eventos.

En cuanto a integración vertical y competencia, el mercado colombiano de gas ha seguido la lógica inversa. Está integrado en el mercado más maduro (Costa) y ha crecido, de manera desintegrada, en el mercado incipiente (el Interior). Finalmente, se ha restringido la competencia a pequeños usuarios, convirtiendo a la actividad de distribución-comercialización en un híbrido razonable en mercados incipientes, pero no en mercados con la penetración actual donde la competencia minorista debería fomentarse en lugar de restringirse.

Como la integración D-C debería romperse para permitir la competencia minorista, la pregunta es si toda la integración vertical debe revisarse a fecha de hoy.

Creemos que los criterios del sector eléctrico y el de gas convergen más hoy que cuando se expidieron las leyes porque el mercado de gas era muy diferente al eléctrico. Hoy día esas diferencias están desapareciendo: (i) la penetración ha alcanzado altas cotas en el mercado de gas, (ii) la actividad de gestión del transporte es más necesaria por el aumento de la demanda y la necesidad de introducir competencia, (iii) el SNT es cada día más enmallado (y lo será más), (iv) se está cambiando el modelo de *contract carriage* a un modelo de *common carriage*, y (v) se está internacionalizando el mercado de gas tanto con exportaciones como importaciones.

¹⁴ Entre los expertos del grupo no hay consenso en calificar la regasificación de gas como una actividad competitiva y, por lo tanto, solo sujeta a planificación indicativa. La reducción de costos en las soluciones de regasificación, la entrada competitiva y posterior reconversión para la exportación de GNL en los terminales de los EE. UU., la construcción de terminales a riesgo en el Caribe y la experiencia europea con la exención de acceso sugieren que la actividad tiene un potencial competitivo. Por otro lado, sin embargo, la construcción a riesgo de estas terminales no ha sido posible en Colombia por la incertidumbre en la posible aparición de gas doméstico y la CREG y el Ministerio de Minas y Energía (MME) se han visto obligados a desarrollar una política pública de seguridad de suministro en el sector de gas (sobre todo para la generación térmica). Es probable que en la medida en que el precio del gas doméstico converja a niveles de precios internacionales y que se alivie la discriminación de precios en los contratos de suministro de gas doméstico —en los que se transa el mismo contrato a precios muy diferentes (ej., el mismo contrato se vende más caro para la generación térmica)—, o que los productores comercializadores se vean obligados a asumir mayor riesgo de entrega de gas firme y vean la necesidad de desarrollar infraestructura de importación de gas, este problema pueda desaparecer sin que se necesite que se adopte una política de seguridad de suministro explícita, como la que subyace al Plan de Abastecimiento.

Por eso consideramos que no tiene sentido integrarse si contamos con un mercado maduro en el que la competencia y la gestión del sistema son más importantes. Es decir, debe haber competencia minorista y mayorista y separada de los segmentos regulados. Esto implica desintegrar las ya integradas (p. e., Promigás, Intercolsa) o, si no es posible, exigir separación legal a todas (incluidas las que no están integradas; valga decir, dejarlas integrar en propiedad).

Pero al igual que enunciamos en el sector eléctrico, es muy importante que las integraciones de un segmento regulado o uno competitivo en el que se tenga posición de dominio no permitan a la empresa integrada competir con terceros. Por ejemplo, mal haría la política de competencia en dejar integrar un comercializador de gas con posición de dominio en el mercado mayorista con generación a gas (donde tendría todos los incentivos a subir los precios de gas a sus competidores —fenómeno conocido como “pinzamiento de márgenes— para beneficiarse en los dos mercados—suministro de gas y generación eléctrica) o con integrar un comercializador de gas con el transporte. Una vez entendida la lógica de nuestras propuestas (mayor competencia, separación de segmentos regulados con competitivos, separación de actividades competitivas si se tiene posición de dominio en una de ellas), es fácil hacer la aplicación a casos específicos.¹⁵

3. NUEVOS ENFOQUES DE REGULACIÓN PARA MONOPOLIOS

Distribución

El modelo de regulación que se aplique a la distribución debe evolucionar de un Operador de Red activo en servicios a sus clientes a uno que se dedique a gestionar la red y a ser el ancla de nuevos actores con nuevos servicios. Los pasos iniciales para esto están adecuadamente plasmados en la filosofía general de la regulación actual, en el entendido que esta (Resolución CREG 015 de 2018) establece que el OR ya no tiene el riesgo de la demanda de su sistema y su labor primordial es la de la optimización de la operación de la red.

Gradualmente, se irán integrando recursos distribuidos, lo cual permitirá al distribuidor utilizar recursos de ajuste que le permitan reducir pérdidas en la red. Igualmente, se irán incorporando nuevos actores que presten servicios en la red. Todo esto requiere de incentivos claros para el eficiente funcionamiento de la red, la incorporación de elementos de última tecnología para la operación del sistema, incluyendo la medida al consumidor final, y para una transparente y oportuna exposición de la información. Al contar con la infraestructura mencionada, el sector de distribución requerirá monitorización de la red en tiempo real, protección, automatización y control para procesar un elevadísimo número de transacciones.

Las redes de distribución en Colombia actualmente no poseen estas infraestructuras (medida inteligente y facilidades para el almacenamiento y exposición de la información) y pueden requerir inversiones cuantiosas para instalarlas. La aprobación y recuperación de dichas inversiones exige cierta supervisión que requerirá una labor regulatoria cuidadosa y novedosa. La regulación debe diseñarse con enfoques diferentes a los que se han aplicado en el país hasta la fecha.¹⁶

Actualmente, la Resolución CREG 015 de 2018 establece que es el OR, dentro de su presentación a la CREG de los planes de inversión, quien expone las principales metas en los siguientes criterios: expansión, reposición, calidad del servicio y reducción de los niveles de pérdidas. Se realiza una revisión de los planes de inversión de manera anual. En esta regulación se incluye un detalle intenso

¹⁵ El Foco 2 ha hecho una propuesta sobre creación de un Gestor del Sistema Nacional de Transporte único entre sistemas de transporte que nos parece muy razonable dada la convergencia de los sectores eléctrico y de gas en el futuro. En Europa, por ejemplo, donde los gases verdes están emergiendo como alternativa razonable para la descarbonización ante la necesidad de una molécula y no solo un electrón verde, se ha empezado a ver la necesidad de coordinar la expansión eléctrica y la de gas. Algunos países han partido con esa ventaja al integrar, de inicio, los OS de gas y el eléctrico (p. e., Reino Unido o Portugal). En Colombia, debido a lo lejos que el país se encuentra de tener gases verdes, tal convergencia podría empezar, primero, permitiendo un OS de gas único y, segundo, fusionándolo con el OS eléctrico para aumentar la coordinación entre sectores.

¹⁶ En el diseño regulatorio debe asegurarse que en un entorno de microrredes y descentralizado no se dupliquen costos y ni se lleve a desconexiones de usuarios de la red.

respecto a los valores de unidades constructivas y sus diferentes vidas útiles. Sin embargo, sin entrar en el detalle, pero sí en el principio conceptual, esta regulación constituye un adecuado primer paso para poder ir girando hacia una intrusión menor en las minucias quirúrgicas de los activos, sus costos índices, vidas útiles y enfatizar exclusivamente incentivos hacia variables claves del servicio.

En la regulación colombiana actual se usan factores diferenciales de eficiencia entre OPEX y CAPEX. Cuando se imponen eficiencias por separado en estos gastos se puede sesgar la elección entre OPEX y CAPEX de las empresas reguladas. Ese problema es mucho más agudo en un modelo de cambio tecnológico en el cual el regulador es menos capaz de entender las interacciones entre OPEX y CAPEX o entre inversiones de diferente índole. Si el regulador se centra en eficiencias del estilo cambio tecnológico aplicadas al gasto total (TOTEX) en lugar de eficiencias relativas entre empresas en un ámbito de previsibilidad regulatoria es más factible que el OR invierta con objetivos de largo plazo.

La recomendación es virar la regulación en la actividad de distribución teniendo en cuenta la visión futura de que el OR debe ir convirtiéndose en un OSD que gestione de manera eficiente la red y permita la interacción de varios servicios y agentes en ella. Se propone entonces un sistema similar al implementado en el Reino Unido denominado RIIO (*Revenue = Incentive + Innovations + Outputs*). El concepto principal de este sistema sigue, en esencia, los mismos principios de la Resolución 015:

- Incentivar a los OR a implementar un servicio seguro, confiable y sostenible a largo plazo a sus consumidores.
- Permitir que los OR puedan financiar, en plazos adecuados, las inversiones correspondientes de una manera eficiente y oportuna.
- Los planes de inversión preparados por los OR deben contener análisis de costo/beneficio.
- Incentivar la reducción en pérdidas.
- Remunerar a los OR de acuerdo con las metas logradas.

Las diferencias fundamentales entre el esquema actual de remuneración y el RIIO son las siguientes:

- Hay una menor intrusión en detalles sobre activos y condiciones de ingeniería y se basa más en los *outputs* que se deben lograr.
- Las metas incluidas en los planes de RIIO parten de principios generales de la política que no solamente cubren temas como eficiencia sino también objetivos ambientales, de cobertura satisfacción de clientes y sociales.
- Los ahorros o gastos adicionales incurridos en las mejoras de la red se comparten entre los OR y los usuarios.¹⁷
- Los recursos que se requieren para lograr las metas no se dividen entre inversiones (CAPEX) y AOM (OPEX) sino como gastos anuales totales (TOTEX) aprobados. Los OR pueden gastar más o menos y según el cumplimiento de las metas se comparten estos ahorros o desahorros con los consumidores.¹⁸
- Cualquiera que sea el esquema que se siga, es necesario acelerar el proceso de cambio de medidores sin los cuales no será posible alcanzar muchas de las metas de reducción de fraude/pérdidas y traer los beneficios a los usuarios.

¹⁷ Ver este vínculo: <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/strategy-decision-riio-ed1-overview>. El incentivo a la eficiencia en gastos es uno fijo y simétrico para cada OR. Este incentivo promueve el ahorro en gastos para llegar a las metas propuestas durante el periodo regulatorio. Igualmente comparte los riesgos. Los OR y sus inversionistas comparten los beneficios de ahorros y de gastos adicionales a los permitidos. Los OR en todos los casos o ahorros, de acuerdo con la exigencia de la meta. Por ejemplo: si un OR logra la meta con un 50% por ciento más de gastos que los aprobados, su exposición a este gasto adicional es mayor a ese 50%. A método ilustrativo, el OR tendría que sufragar un 70% de ese gasto adicional, mientras que el 30% es pagado por el usuario en el próximo periodo anual. De manera simétrica sucede con el ahorro. Ahora, si la meta es particularmente exigente, la exposición tanto al gasto adicional como al ahorro cambia. Estas metas pueden ser particulares por OR (en el Reino Unido son concesionarios con licencias de operación).

¹⁸ Con un esquema de TOTEX no se incentiva a que los OR necesariamente realicen inversiones a largo plazo que impliquen remuneración de capital, sino a que obtengan la solución más eficiente en el tiempo permitido para cumplir la meta.

- Se permiten cambios en la remuneración durante el mismo periodo regulatorio por cambios en diferentes variables (inclusive cambios en regulación urbana).
- En el esquema RIIO se incluyen recompensas discrecionales por innovación en métodos en reducción de pérdidas.

Las economías de escala en distribución

Por mucho tiempo se ha sostenido que la distribución es un monopolio natural con claras economías de escala sobre territorios aledaños a su zona de operación.¹⁹ La regulación en Colombia inclusive ha dado un tamaño algo arbitrario al tamaño geográfico de este monopolio, que es el de un municipio. Esto tenía algo de justificación con el fin de evitar el descreme de redes (un operador de red captura a los mejores clientes de un sistema ya establecido, duplicando inversión). Sin embargo, con un esquema más descentralizado del servicio y con disminuciones en costos de capital en tecnologías de medida y de comunicación, estos principios entran en debate.

Limitar el tamaño mínimo de un mercado de distribución a un municipio no es una medida acorde con los movimientos tecnológicos. Por lo tanto, se debe permitir la incorporación de nuevos mercados a merced de la eficiencia que pueda ofrecer cada OR en estos nuevos territorios. Tanto el OR aledaño como nuevos prestadores deberían poder prestar servicios de distribución dichos nuevos territorios. Es muy posible que un nuevo territorio se beneficie de un sistema que se construya desde cero a que herede la situación tecnológica, financiera y administrativa del OR vecino. Ahora, la incorporación de estos nuevos usuarios y sus inversiones dentro del SDL (Sistema de Distribución Local) de cada OR depende del tamaño y número de usuarios. Si el nuevo mercado es de un tamaño relevante (un desarrollo urbanístico nuevo con varios usuarios) con inversiones en sistemas de distribución de medida y condiciones novedosas de respuesta a la demanda es más conveniente que este sea un sistema del todo nuevo con un OR que puede ser igualmente diferente al incumbente. Ahora, si la zona es una vereda con pocos usuarios, es más conveniente que se permita esta expansión, inclusive con sistemas aislados e integrados a la GD al OR incumbente. Estas zonas rurales deben contar con transiciones para esquemas diferenciales de calidad del servicio.

Las “areneras” o laboratorios de innovación

En los modelos de regulación que hemos analizado en este documento se ha enfatizado en la importancia de basar la regulación en los resultados más que en el proceso productivo. Esto hace que, en algunas ocasiones, los costos de la empresa y sus ingresos no estén perfectamente alineados porque esta es la manera en la que la empresa maximiza beneficios. Los incentivos que esta divergencia genera permiten que las empresas reguladas, en teoría, lleven a cabo ciertas innovaciones. Sin embargo, en la práctica, los reguladores han tenido que recurrir a instrumentos de innovación explícitos y adicionales a la regulación por incentivos.

Una innovación no es más que una inversión que permite tener un producto diferenciado o el mismo producto a menor costo por un tiempo determinado hasta que la innovación es parte del proceso de producción del mercado. Como el regulador ajusta las tarifas a los costos de las empresas reguladas, estas tienen pocos incentivos a innovar si no saben, de antemano, la manera en que se les permitirá beneficiarse de su innovación o porque, si el regulador autoriza los costos de la innovación, pueden invertir en exceso si su costo de financiación ajustado por riesgo de esta es inferior al costo de capital regulado.

En un mercado competitivo, la toma de decisiones atomizada hace posible la experimentación que permite la innovación, pero, en un entorno regulado, no es fácil promover las innovaciones. En la práctica, los reguladores (p. e., Ofgem en el Reino Unido, ERSE en Portugal o AEEG en Italia) han utilizado mecanismos de prueba de innovaciones, o proyectos piloto. Estos son concebidos inicialmente como premios a proyectos innovadores (en Colombia ASOCODIS hace algo en esta dirección —ver sus Premios Ámbar) otorgados por jurados especializados o como proyectos

¹⁹ El OR incumbente puede aumentar su área de servicio disminuyendo costos medios.

pilotos en los cuales la empresa regulada incurre en poco riesgo y debe compartir los resultados con terceros para que el sector (los usuarios) en su conjunto se beneficien de las innovaciones.²⁰

Para este caso, consideramos que mecanismos que promuevan las innovaciones son necesarios y podrían ser similares a los que recomendamos a continuación, pero todos requieren que la regulación en Colombia sea más coherente, que cumpla con los plazos de revisión de la Ley 142 de 1994 y que permita tomar decisiones de largo plazo como las que se necesitan para atraer capital a un sector de largos periodos de recuperación de las inversiones. Esperamos que nuestras recomendaciones institucionales, presentadas más adelante, permitan estas mejoras regulatorias.

El mecanismo que podría fomentarse son lo que los reguladores británicos llaman. Son mecanismos en los cuales las reglas regulatorias habituales son removidas para que se pueda viabilizar las innovaciones en condiciones de “laboratorio”.²¹ Ejemplos notorios de estos laboratorios se utilizan en energía o en el sector financiero.²²

El término viene del mundo del *software* en el que un nuevo código puede separarse de la operación de otras partes de la arquitectura en un entorno separado, temporal y observable. El *sandbox* de Ofgem permite probar productos, modelos de negocio y servicios. El test es temporal, de pequeño tamaño y orientado a un grupo de clientes, bajo la premisa de que un test permanente o de amplio alcance implicaría que el esquema de regulación es inadecuado; sin embargo, Ofgem considera que el *sandbox* aporta elementos para considerar si tal cambio ha de aplicarse a toda la industria.

Los criterios aplicados por los reguladores para calificar un proyecto como susceptible de tratamiento de laboratorio son:

1. La propuesta debe ser “genuinamente” innovadora. Esto implica que el proceso no está en el mercado o es lo suficientemente diferente de procesos actuales.
2. El proceso traerá beneficios a los consumidores que, de cualquier manera, estarán protegidos durante el período de duración del laboratorio. La empresa debe presentar un análisis de riesgos y un esquema de su mitigación durante el período de la prueba.
3. Demostrar que una imposición regulatoria impide la innovación. Esto permite saber cuál es la regla que debe ser temporalmente removida en el experimento.
4. El proyecto puede ser testeado. La empresa presenta un plan detallado con objetivos y con indicadores de desempeño y éxito que permitan evaluar la innovación. Estos deben ser cumplidos a los 24 meses de haberse otorgado la exención regulatoria.

Transmisión

La transmisión en Colombia, para proyectos nuevos tiene prácticamente una regulación basada en competencia a la entrada de los proyectos a través de las convocatorias UPME. Consideramos que los cambios fundamentales en esta actividad no vienen del detalle regulatorio, pero sí de la arquitectura institucional del sector. Esto se amplía en la siguiente sección.

²⁰ El DNP los ha mencionado dentro de sus mejoras a la actividad regulatoria. Ver, por ejemplo, el texto de Jessica Rey del DNP “Tendencias e innovaciones en mejora regulatoria” presentado en el XIV Congreso Iberoamericano de Regulación ASIER en Medellín el 13 de noviembre de 2019.

²¹ En algunas ocasiones estas exenciones regulatorias se han utilizado para financiar inversiones a largo plazo (p. e., exenciones de acceso en infraestructuras parciales o totales y temporales). Un regulador no debe permitir exenciones permanentes porque es señal de que el modelo de regulación es erróneo.

²² Para experiencias en energía, ver <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/insights-running-regulatory-sandbox>, y en finanzas, <https://www.fca.org.uk/publication/research-and-data/regulatory-sandbox-lessons-learned-report.pdf>

4. CAMBIOS A LA INSTITUCIONALIDAD DEL SECTOR

La arquitectura institucional del sector eléctrico que trajo el conjunto de reformas implementado en la primera mitad de la década del noventa es considerada, en términos generales, como adecuada por los diferentes actores del mercado.

Sin embargo, esta apreciación se refiere principalmente a la forma en que la arquitectura institucional del sector quedó en el papel y en su desarrollo temprano, punto de vista que se identificó como de consenso en las numerosas reuniones que se sostuvieron con los distintos actores del sector.

Es también de consenso, por lo tanto, que el proceso de implementación del ajuste institucional contemplado en la normatividad colombiana necesita aclararse, profundizarse y, en algunos casos, revisarse.

En el libro *Evaluación del desempeño del sector eléctrico colombiano: 1970-1990*, publicado en 1990, Vallejo Mejía denunció la falta de “claridad en las funciones que le competen a las distintas entidades del gobierno central con respecto al sector [eléctrico] y a sus entidades”. Una frase escrita hace más de 25 años, en un contexto claramente diferente, resuena todavía en todo caso por su pertinencia.

Los ajustes que requiere el andamiaje institucional deben ser conducentes a una prestación de un servicio de energía eléctrica eficiente, confiable, sostenible, ambicioso en términos de cobertura y transparente en términos de información sobre costos, consumos, subsidios, calidad y remuneración.

Son necesarios dos tipos de ajustes. En primer lugar, los conducentes a avanzar en la materialización de lo que contempla la normatividad existente y en cambios necesarios para enfrentar las nuevas realidades del sector. Por otra parte, sin embargo, también es necesario que la institucionalidad permita que se materialice en los próximos años el proceso que se ha denominado, para efectos de esta misión, la “transformación energética”. Es importante mencionar que los primeros son una condición necesaria (aunque no suficiente) para que los segundos se den de forma adecuada.

En algunas de las recomendaciones institucionales que se hacen en este documento las entidades ya están trabajando. En esa medida, hacerlas no desconoce la labor de la entidad en cuestión, sino que subrayan la necesidad de profundizar las acciones que ya estén llevándose a cabo.

Se parte de la base, como se mencionó arriba, de que los pilares de la arquitectura institucional existente deben continuar. Las propuestas que se hacen en este documento buscan: (i) que las tareas asignadas a las entidades se cumplan como fueron concebidas en las reformas del sector hace dos décadas, y (ii) que el arreglo institucional del Estado permita que la transformación energética que busca esta misión se dé.

Política y planeación

Ciertas metas estructurales del sector deben reservarse para quien define la política (en este caso, el Ministerio de Minas y Energía). Algunas de esas metas son niveles de cobertura rural, confiabilidad del sistema y niveles objetivo de calidad y pérdidas.

Estas metas de largo plazo deben hacerse explícitas a través de documentos CONPES, elaborados en coordinación con el DNP (Departamento Nacional de Planeación), revisables por lo menos cada 10 años. Los planes nacionales de desarrollo, por su parte, deben ser explícitos en cuanto a los avances que se pretenden lograr en dichos indicadores durante cada periodo presidencial.

La planeación debe seguir haciéndose desde la UPME, quien tendrá la tarea de elaborar:

- Plan de expansión de transmisión y generación.
- Plan de suministro y confiabilidad de gas.²³

²³ Como se dijo arriba, no hay consenso entre los expertos sobre la idoneidad de incluir la regasificación en los planes de abastecimiento vinculantes.

- Plan de suministro y confiabilidad de combustibles líquidos.

La UPME debe fortalecer su labor de planeación de los sectores contando con el soporte de un departamento ambiental y con mayor recurso humano para la estructuración oportuna de las convocatorias.

La UPME debe, eventualmente, llevar los proyectos que se lleven a convocatorias hasta un nivel que contenga el Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA). Esto reduce los tiempos de ejecución de los proyectos y los riesgos, que se han exacerbado en los últimos años particularmente frente a los permisos ambientales, predios y las exigencias de las comunidades vecinas de los proyectos. Los adjudicatarios de los proyectos podrán adquirir estos estudios a un costo determinado previamente por la UPME.

Mientras se fortalece la UPME para los efectos de llegar hasta DAA en los proyectos, se sugiere que la Financiera de Desarrollo Nacional (FDN) o entidades similares puedan realizar inversiones para llevar los proyectos hasta DAA y que los expongan a los proponentes para que puedan ser comprados por los adjudicatarios de los proyectos.

El periodo de planeación debe ser mayor al actual, teniendo en cuenta los tiempos requeridos para la expedición de los Planes de Expansión, las convocatorias y la experiencia reciente en demoras por fallos judiciales, trámites ambientales y predios, y consultas con comunidades.

La UPME debe dejar de hacer labores de contexto en el sector minero y dedicarse estrictamente a los sectores energéticos, dejando a la Agencia Nacional Minera a cargo.

La UPME debe ser el *Chief Information Officer* del sector. Esto significa que debe contar con la información precisa y oportuna de todo el sector energético. Para ello debe haber una coordinación con la SSPD, con XM, contar con la suscripción a las principales fuentes de información de mercados internacionales (Bloomberg, Platts, etc.) y poder tener acceso a la información de la medición inteligente de consumos que efectúen los distribuidores de electricidad y de otros energéticos.

La estructura de remuneración de la UPME tiene problemas de fondo. Es necesario que sea revisada por parte del Gobierno, con el fin de ponerla a tono con la de otras entidades del sector.

La regulación, por su parte, debe encargarse de estructurar los esquemas que lleven al sector a cumplir con los objetivos que fije la política, labor que en algunos casos puede requerir un diálogo cercano con el Ministerio de Hacienda por sus implicaciones fiscales.

En las Zonas No Interconectadas (ZNI), el IPSE (Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas) debe convertirse en la agencia del Estado encargada de la promoción, estructuración y contratación de los nuevos proyectos en dichas zonas bajo estas condiciones:

- El IPSE no debe ser parte del cuerpo evaluador de los proyectos.
- Debe fortalecer el Centro Nacional de Monitoreo para poder actualizar las TIC para el debido seguimiento.
- Debe poder contar con un cuerpo idóneo de auditores de los proyectos.

Regulación

A continuación, se mencionan algunos temas puntuales sobre los cambios regulatorios que consideramos necesarios para el funcionamiento correcto de la CREG.

No hay razón para mantener la potestad regulatoria que el Gobierno tiene sobre el gas natural en virtud de la Ley 142, delegable únicamente en la CREG, pero que puede ser retomada cuando el Gobierno lo considere necesario. Debería quedar legalmente a cargo de la CREG, lo cual implica un ajuste legal

Si bien la regulación de combustibles líquidos tiene implicaciones potencialmente considerables en materia fiscal, eso no es razón suficiente para que la totalidad de la regulación de la cadena esté en

cabeza del Gobierno Nacional. Es más conveniente que lo fiscal se haga con impuestos/subvenciones explícitas que con subsidios cruzados y no transparentes.

La determinación del ingreso al productor que paga el consumidor en el caso de los combustibles líquidos, que tiene asociadas claras implicaciones fiscales, debe continuar en cabeza del Gobierno Nacional, en particular del Ministerio de Hacienda, el Ministerio de Minas y Energía y el DNP.

La regulación del resto de la cadena debe pasar a ser, desde la ley misma, del resorte de la CREG.

De esta forma, salvo en el caso del ingreso al productor para los combustibles líquidos, la regulación económica de todos los temas eléctricos, de gas natural y de combustibles líquidos deben quedar legalmente en cabeza de la CREG.

El cumplimiento de la agenda normativa de la CREG fue uno de los temas más criticados en las reuniones con los diferentes actores.

Si bien la agenda anual de la CREG es pública, el orden del día de las sesiones también debe serlo, así como las actas con los temas tratados durante la sesión de la comisión.

De forma análoga a las sesiones de la Junta Directiva del Banco de la República, que requieren la presencia del Ministro de Hacienda para poder sesionar, pero que no se cambian de fechas, salvo en contadas ocasiones, porque tienen prioridad absoluta en la agenda del Ministro de Hacienda, las sesiones de la CREG en épocas normales deben tener en la medida de lo posible un calendario predefinido que sea estrictamente observado por todos los asistentes. Si bien es claro que en épocas críticas la agenda debe tener un alto nivel de flexibilidad, en periodos de calma este tipo de alteraciones debe ser excepcional.

La presencia del Ministro de Minas y Energía o su delegado es condición necesaria para que la CREG pueda tomar decisiones. Es conveniente mantener esta regla, en la medida en que la presencia del Gobierno ayuda a defender las decisiones de la comisión frente a las críticas y presiones de terceros.

Sin embargo, no es infrecuente que el Ministerio de Minas y Energía se retire cuando no quiere que un tema del orden del día sea tratado o que llame a solicitar que el orden del día se altere. Esto no conduce al cabal desarrollo de la agenda regulatoria. La dificultad para que el Ministro de Minas y Energía pueda acomodar las sesiones de la CREG en su calendario obedece, en parte, al importante número de resoluciones que expide la CREG, cuya decisión requiere a su vez una alta frecuencia de reuniones de la comisión. Por lo tanto, una forma de asegurar que se respete la agenda de reuniones de la comisión es reducir el volumen de resoluciones que expide anualmente. Hay consenso absoluto en el sector de que dicho volumen es excesivo.

Adicionalmente, en la medida en que la CREG está buscando implementar de forma sistemática un proceso de análisis de impacto normativo previo a la expedición de sus resoluciones, este todavía no está debidamente desarrollado. Su implementación debe resultar en análisis *ex-ante* más robustos, que pongan de presente los costos y beneficios de la medida que se quiere implementar y que deben hacerse públicos, junto con las cuantificaciones del caso. Cumplir cabalmente con este requisito no solo le va a dar más solidez a las decisiones regulatorias, sino que forzosamente tiene que implicar una reducción importante en el número de resoluciones que anualmente expide la entidad, facilitando la recomendación hecha arriba de que el calendario de reuniones de la comisión se cumpla a cabalidad.

Adicionalmente, se recomienda que exista un director administrativo en la CREG encargado de los temas exclusivamente administrativos, liberando así a uno de los expertos de estos temas. En cuanto a los periodos de los expertos, se sugiere que sean de máximo dos periodos y, una vez terminados, no puedan extenderse y el experto deba dejar el cargo.

Se sugiere que este análisis del costo-beneficio sea realizado por un cuerpo de asesores dentro de la CREG, diferentes a los que realizan la regulación. Los resultados de estos análisis deben ser siempre parte de la discusión regulatoria.

Implícito en el “aligeramiento” regulatorio que traería la implementación del análisis de impacto normativo, vendría también una mayor confianza en la capacidad de los agentes del sector de comportarse correctamente (autorregularse), lo cual requiere, como se menciona más adelante, un mejoramiento radical en la capacidad de supervisión por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y de la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC). Los pasos que está dando la CREG en definir esquemas más flexibles, anclados en reglas de comportamiento, son adecuados; sin embargo, el proceso debe continuar profundizándose.

Además de lo voluminosa que es la regulación actual, producto como se dijo anteriormente de una abundante producción a través de los años, esta no está debidamente compendiada por la comisión. No es infrecuente que una resolución derogue de manera implícita lo previsto en resoluciones anteriores, lo cual no es conveniente bajo ningún punto de vista. También ocurre que se ajusta el contenido de una resolución a través de un concepto posterior expedido por la comisión misma, mecanismo que debe evitarse. Todos estos factores, en conjunto, hacen que el conocimiento de la regulación sea una barrera de entrada para nuevos entrantes al mercado.

La regulación de cada sector tiene periodos de vigencia en la ley que usualmente no se cumplen. Se sugiere que, una vez se expida la regulación, se cumpla su cronograma de manera estricta. En caso de que la metodología vigente se quiera mantener, se debe, en todo caso, realizar una actualización de un conjunto clave de parámetros cada cinco años. Lo anterior, por supuesto, implica definir de antemano cuál es ese conjunto de parámetros. En principio, recomendamos que el WACC y las metas de eficiencia estén en esa lista y que se utilice la misma metodología de la primera revisión para fijarlos.

Si por alguna razón se quiere mantener vigente una metodología por más de dos periodos, debe haber una justificación técnica y pública de las razones por las que esta debe continuar.

La instancia decisoria de la CREG tiene 11 miembros (3 del Gobierno y 8 de dedicación exclusiva), número que debería reducirse deseablemente a 7 (1 del gobierno y 6 de dedicación exclusiva).

El Ministerio de Minas y Energía debe continuar siendo miembro y presidir las reuniones de la comisión. La presencia del Gobierno Nacional en la comisión ayuda a la debida coordinación de la política con la regulación y, adicionalmente, le da legitimidad política a decisiones que en muchos casos pueden no ser populares. Por su parte, tanto el Ministerio de Hacienda como el DNP deben dejar de ser pertenecer a este cuerpo colegiado. Los tiempos que estas entidades pueden dedicar a los temas de la CREG difieren de forma importante de los que dedican tanto el Ministerio de Minas y Energía como los expertos comisionados y esa asimetría es inconveniente para el proceso de toma de decisiones regulatorias.

En la medida en que, como se comentó arriba, el número de sesiones de la comisión se racionalice, las que se lleven a cabo deben ser prioritarias en la agenda de quienes asisten, incluido el Ministro de Minas y Energía.

Por supuesto, los temas que impliquen costos fiscales deben ser debidamente coordinados con el Ministerio de Hacienda y el DNP a solicitud de cualquiera de las tres entidades.

En cuanto a los 6 comisionados de dedicación exclusiva, su composición debería garantizar la presencia de ciertos perfiles profesionales. Debe haber ingenieros expertos en temas eléctricos, de gas y GLP, pero la comisión también debe contar con miembros de profesiones complementarias fundamentales, como economía, finanzas y regulación. Una vez terminado su periodo (dos máximos), el comisionado deja vacante el puesto de inmediato y debe ser remplazado sin dilación.

Ser nombrado experto comisionado debe ser el reconocimiento a una trayectoria reconocida en actividades relacionadas con el perfil que se quiera nombrar.

No debe haber inhabilidades para entrar a formar parte la comisión, aunque, por supuesto, debe ser obligatorio manifestar posibles conflictos de interés.

Deben existir inhabilidades aplicables al comisionado que salga. Sin embargo, durante la vigencia de estas, el Estado debería continuar remunerándolo, a menos que encuentre otros frentes profesionales en los cuales desempeñarse y que estén por fuera de la órbita de las inhabilidades. Esta práctica es común en otros países.

En cuanto a la comisión, se propone que, luego de una transición, los expertos comisionados y el Ministro de Minas y Energía funjan como una junta directiva, con un equipo técnico fortalecido de apoyo encargado de hacer los análisis técnicos para que la comisión los discuta y apruebe si lo considera pertinente. El objetivo de este cambio es que los miembros sean percibidos como pares del Ministro de Minas y Energía, y que se reduzcan las asimetrías de información entre el Ministro y los comisionados. El equipo técnico sería el encargado de hacer los análisis y preparar los documentos para discusión, y los expertos comisionados y el Ministro serían quienes los discutirían.

La pluralidad de los perfiles debe implementarse y el reparto de los temas debe hacerse de forma aleatoria entre los comisionados mientras se llega a la etapa en que los expertos comisionados y el Ministro tengan como función analizar las propuestas del equipo técnico.

La remuneración de los expertos comisionados debe mejorarse para hacer más atractivo pertenecer a la comisión. El Gobierno deberá hacer el debido referenciamiento para realizar estos ajustes.

La labor regulatoria de la CREG, así como la de las demás comisiones de regulación, debe estar sujeta a evaluaciones de impacto cada cierto tiempo. El Panel de Expertos propuesto a continuación debe ser el encargado de estructurarlas y contratarlas.

Debe instituirse una doble instancia para atender apelaciones sobre resoluciones tarifarias. Existen dos modelos alternativos para este tema. Uno, temporal, basado únicamente en las revisiones regulatorias (expediente de tarifas de una empresa regulada), que sea una instancia de apelación conformada por una terna nombrada a partir de una lista de expertos de reconocida trayectoria conformada por la CREG para estos propósitos; podría servir también para fallar sobre casos similares que salgan de resoluciones expedidas por otras comisiones de regulación. Dos, siguiendo el modelo chileno, será conveniente que este cuerpo funcione de forma permanente, para lo cual se ampliarían sus funciones de arbitraje a conflictos entre empresas del sector.²⁴

Supervisión

En las reuniones realizadas en el marco de la misión, se identificó un consenso amplio acerca de que la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) es el eslabón más débil de la institucionalidad del sector. En esa medida, es una entidad que necesita mejorar en diversos frentes.

Así como en el arreglo institucional colombiano hay superintendencias en las que ha primado el factor técnico en el momento de nombrar al superintendente y conformar los equipos de trabajo, como es el caso de la Superintendencia Financiera (SFC), hay otras, como la SSPD, en las que consideraciones de otro tipo han primado en determinados momentos del tiempo. Como resultado, la SSPD tiene importantes debilidades institucionales que deben abordarse y que al subsanarse permitirán al sector funcionar bajo los principios que la ley le ha trazado y que esta misión recoge como propios.

De acuerdo con información suministrada por la SSPD, los activos de las empresas que vigila ascienden a \$ 370 billones de pesos (37% del PIB), distribuidos en empresas que prestan servicios esenciales a los agentes económicos en todos los rincones del país. La supervisión de la debida contabilización y gestión de estos activos, tarea esencial de la SSPD, tiene vacíos importantes en lo que respecta a las empresas que prestan los servicios regulados por la CREG. Sobre los demás servicios públicos no se hace ninguna consideración en el presente trabajo.

Si bien en 2005 la SSPD elaboró un plan único de cuentas que las empresas del sector consideran juicioso y necesario, varias voces en las reuniones que se sostuvieron en el marco de la misión consideraron deficientes los sistemas de información con que cuenta la superintendencia. El

²⁴ En el modelo chileno su función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias y conflictos que, conforme a la ley, se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica y de servicios de gas que las empresas eléctricas, de servicios de gas y que otras entidades habilitadas sometan a su conocimiento. El Panel de Expertos chileno está integrado por siete profesionales, cinco de los cuales deberán ser ingenieros o licenciados en ciencias económicas, nacionales o extranjeros, y dos abogados, de amplia trayectoria profesional o académica y que acrediten, en materias técnicas, económicas o jurídicas del sector energético, dominio y experiencia laboral. No es necesario crear un grupo tan grande en Colombia. Podrían ser cinco.

“temor al supervisor” no es similar al que tienen entidades vigiladas por otras superintendencias, como la SFC. Como consecuencia, no es infrecuente que el proceso de reporte a la SSPD sea deficiente y que, por ende, los sistemas de información de la entidad lo sean.

Es necesario, por lo tanto, fortalecer la entidad y su capacidad de acción.

El proyecto de ley que quiere impulsar la SSPD, que le daría mayores dientes sancionatorios y capacidad de imponer multas mayores, tiene numerosos elementos que consideramos necesarios. Sin embargo, deben analizarse cuidadosamente todas y cada una de las nuevas atribuciones que la ley le estaría dando a la SSPD; algunas de ellas, como la de ordenar fusiones entre agentes, puede ser excesiva. Tampoco consideramos pertinente que, si la superintendencia considera necesario escindir las actividades que realiza un agente, deba solicitarle a la comisión de regulación respectiva que ordene dicha escisión; si las labores de supervisión identifican la necesidad de una escisión, debidamente sustentada por supuesto, debe ser labor del supervisor ordenarla.

Así como es necesario el “temor al supervisor”, entendido aquél que induce a los vigilados a cumplir con la normatividad vigente, es igualmente importante que los vigilados tengan la tranquilidad de que el supervisor va a ejercer sus labores con la debida discreción, pero sin ser arbitrario. En esa medida, de forma análoga al Consejo Asesor para la Competencia en el caso de la SIC, al cual el Superintendente presenta casos y recibe una recomendación de la que se puede apartar de forma motivada, es deseable que el Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios cuente con un cuerpo colegiado asesor para ciertos temas. Entre estos temas, podría estar la imposición de multas que excedan cierta cuantía o las tomas de posesión de prestadores en dificultades, que requieren el uso de recursos del fondo empresarial.

Información suministrada por el Departamento Administrativo de la Función Pública para 2019 muestra que la remuneración del Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios es 27% inferior a la del promedio de los demás superintendentes y 57% menor que la del Superintendente Financiero, que es el mejor pagado.

Debe hacerse un estudio de fortalecimiento de la planta de la SSPD con el fin ahondar en la profesionalización de la entidad, en la que un porcentaje no menor de los vinculados está actualmente por fuera de la planta.

La supervisión del sector tiene un margen amplio de mejora en cuanto a su carácter preventivo. Es fundamental que, como en el caso de otras superintendencias, la supervisión se lleve a cabo en función de los riesgos que ésta identifique. Ejercicios análogos a las pruebas de estrés que se hacen para los bancos a raíz de la crisis financiera internacional serían apropiados para las empresas del sector. Haberlos realizado de forma preventiva hubiera permitido revelar en numerosas oportunidades falencias en el capital necesario para responder adecuadamente por las obligaciones que requiere la prestación del servicio; los consecuentes llamados a capitalizar, resultado de realizar oportunamente estos ejercicios, hubieran sido de gran utilidad en casos recientes como los de Electricaribe y Termocandelaria.

El fondo empresarial que le permite a la SSPD contar con recursos necesarios para intervenir un vigilado y asegurar la continuidad del servicio es a todas luces insuficiente. El llamado a fortalecer el fondo que propone la SSPD, y que forma parte del proyecto de ley para mejorar su capacidad de supervisión, es bienvenido. El cálculo de estos recursos debe provenir de un análisis del capital de trabajo necesario para responder a la intervención de las empresas más importantes en caso de que estas tengan problemas económicos. La administración de los recursos del fondo debe realizarse por parte de una entidad idónea, de reconocida trayectoria, escogida a través de un proceso competitivo. Se sugiere que los recursos del fondo sean administrados por Fogafín, lo cual no implica en absoluto que esta entidad deba tener alguna responsabilidad en la forma en que esos recursos son utilizados por la SSPD.

Dentro de la SSPD debe existir, como un cuerpo de planta y con las debidas capacidades, el Centro Nacional de Monitoreo del Mercado Mayorista (CNM). Este cuerpo debe realizar el monitoreo en tiempo real del comportamiento del mercado mayorista. Dicho cuerpo, con asistencia de la SIC, debe crear un estándar para poder configurar el abuso de posición dominante, así como el de manipulación de precios.

La información que utilice la SIC para realizar los análisis que considere necesarios para defender la competencia del sector debe provenir, idealmente, de la SSPD. En esa medida, el tipo de información que la SIC necesite debe ser un requerimiento que periódicamente le haga la misma SSPD.

Operador del Sistema XM

Existe un consenso amplio en el sector sobre la buena capacidad técnica de XM en la planeación y operación de la red en tiempo real, así como en la operación del mercado eléctrico.

Sin embargo, hay importantes discusiones acerca del esquema apropiado de propiedad accionaria de la entidad, asociadas con los posibles conflictos de interés que tendría la participación mayoritaria de ISA (Interconexión Eléctrica S. A. E. S. P.) en la actualidad, así como los que podrían surgir en caso de que se decidiera escindir a XM del grupo ISA (cambio de propiedad).

Esta discusión podría precipitarse si se materializan los planes que ha anunciado el Gobierno Nacional de vender su participación en ISA, así que es necesario tener un plan para asegurar la independencia y solidez de XM en caso de que se realice dicha venta.

La Nación debe continuar siendo el socio mayoritario de XM. En particular, se propone que la Nación sea la dueña del 80% de la nueva XM y que el 20% restante quede en cabeza de los agentes del mercado, en los términos expuestos arriba (todos con la misma participación, independiente de su tamaño).²⁵

XM debe continuar siendo una empresa con ánimo de lucro.

Dadas las estrechas relaciones de XM con ISA, el proceso de transición a la nueva XM debe hacerse de forma tal que no se pierda el capital humano con que cuenta la empresa.

La junta directiva de la nueva XM debe tener dos tareas principales:

1. Hacer propuestas no vinculantes al Ministerio de Minas y Energía en materia de política, a la CREG en materia de regulación y a la UPME en materia de planeación.
2. Funciones normales de la junta directiva de una entidad.

Esa junta directiva debe estar compuesta totalmente por siete miembros, todos independientes:

- Cinco nominados por el Gobierno.
- Dos nominados por los agentes.

La junta directiva de la nueva XM contará con el Comité Asesor de Comercialización (CAC) y el Consejo Nacional de Operación (CNO) como cuerpos consultivos independientes

El Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT) continuará como cuerpo asesor de la UPME para la planeación de la transmisión y también podrá realizar recomendaciones a la nueva XM. Para temas de expansión en confiabilidad en infraestructura de gas, se sugiere un “CAPG”, análogo al CAPT.

La composición del CAC debe modificarse, reduciendo el número de sus integrantes de doce a siete (sin suplencias), dándole cabida a un representante de la demanda:

- Dos miembros del grupo comercialización-generación.
- Dos miembros del grupo distribución-comercialización
- Dos miembros del grupo comercialización
- Un miembro nombrado por el Consejo Privado de Competitividad, que represente la demanda.

²⁵ Como ISA perderá el control de XM, también es posible que una parte minoritaria (10-15%) del accionariado de XM pueda pasar a manos de las empresas de transmisión existentes a partes iguales.

El CNO debe abrirse a nuevos agentes, por ejemplo, los renovables. De hecho, sería razonable que el número de miembros permanentes aumente para permitir la entrada no solo de nuevas tecnologías sino, también, de operadores de menor tamaño.

El CNO podrá seguir expidiendo acuerdos, pero se requerirá su consulta previa a la CREG y al nuevo XM, con la posibilidad de que la CREG no permita su inclusión en el código de operación.

Coordinación interinstitucional

De forma complementaria a las propuestas sobre la actividad independiente de las distintas entidades que componen el sector, que buscan profundizar el rol que cada una tiene dentro de la arquitectura institucional del Estado, es necesario mejorar la capacidad de coordinación interinstitucional.

Coordinación al interior del sector

Al respecto conviene un comentario breve sobre la coordinación de la política económica después de la crisis de finales de siglo.

La crisis económica de finales de los años 90 puso de presente la ausencia de una instancia de coordinación entre las entidades encargadas de diseñar e implementar las decisiones de política económica y de velar por la estabilidad del sistema financiero colombiano, que estuvo en riesgo de colapsar en 1999.

En respuesta a esa falencia, la Ley 795 de 2003 creó el Comité de Coordinación para el Seguimiento del Sistema Financiero (CCSSF), compuesto por el Ministerio de Hacienda, el Banco de la República, la Superintendencia Financiera y Fogafín (más tarde aparece la Unidad de Regulación Financiera, una vez el tema se separa institucionalmente del Ministerio de Hacienda).

El CCSSF se reúne trimestralmente a analizar la situación del sistema financiero, a determinar las entidades sistémicamente importantes, a estudiar los riesgos presentes y futuros que los distintos actores ven, y a coordinar acciones para mitigar dichos riesgos.

Por otra parte, también como consecuencia de la crisis, el Banco de la República creó el Departamento de Estabilidad Financiera, que publica dos veces al año el Reporte de Estabilidad Financiera. Este reporte analiza las principales debilidades que el sistema financiero tiene frente a un conjunto de riesgos que podrían materializarse. El reporte no hace alusión individual a ninguna entidad, pero sí habla de las debilidades de los bancos, las fiduciarias, etc.

Finalmente, cabe decir que el seguro de depósitos que administra Fogafín se ha fortalecido. Sus recursos no tienen como destino únicamente devolver los depósitos del público en caso de quiebra de una entidad, sino que también pueden utilizarse para facilitar, a través de distintos mecanismos, que la entidad continúe operando.

Eventualidades como las descritas arriba, como la quiebra de una entidad financiera o mecanismos de resolución alternativos, requieren de una gran coordinación entre las entidades del Estado, las cuales deben tener claro su rol y la secuencia en la toma de decisiones en caso de un evento crítico. En Colombia se han hecho simulacros, con apoyo de consultores internacionales, para identificar qué tan preparadas están las entidades para un evento extremo.

Esto permite extraer unas lecciones útiles para el sector energético:

Debe crearse una instancia de coordinación y seguimiento integral del mercado en el que participen el Ministerio de Minas y Energía, la CREG, la UPME, la SSPD y XM, que se reúna periódicamente (por ejemplo, trimestralmente) a evaluar la situación financiera de las entidades del sector, los riesgos operativos de corto y mediano plazo, y las necesidades de acción conjunta que debe tomar el sector.

La SSPD debe publicar periódicamente un reporte sobre la estabilidad del sector, en el que se identifiquen las vulnerabilidades de los distintos tipos de agentes en caso de materializarse un conjunto de riesgos relevantes.

Este informe debe ser público. Esto es fundamental y no debe evitarse con el pretexto de que puede generar temores indeseables en el público en general. En el caso del sector financiero, el reporte se hace desde hace más de 15 años.

Aunque esta recomendación ya se hizo en el apartado de supervisión, se insiste en que es necesario fortalecer el fondo empresarial para enfrentar mejor los problemas que pueda enfrentar una empresa o conjunto de empresas del sector en circunstancias críticas.

Deben hacerse de forma regular simulacros de crisis, al menos cada cuatro años, de forma que las directivas de las diferentes instituciones del sector tengan claridad sobre el rol que les corresponde y la secuencia de acciones coordinadas que deben tomarse en situaciones extremas.

Coordinación con el resto del Estado

La coordinación entre el Ministerio de Minas y Energía y los ministerios de Ambiente, del Interior y de las TIC es fundamental para el correcto desarrollo del sector en general y de la implementación de la estrategia de transformación energética en particular.

La Comisión Intersectorial de Infraestructura (CII), creada por el Decreto 2306 de 2012, que luego pasó a ser la Comisión Intersectorial de Infraestructura y Proyectos Estratégicos (CIPE, Decreto 2445 de 2013 y 1354 de 2018) es un espacio institucional ya existente que debe aprovecharse. Una entidad central para liderar estos espacios de coordinación es, sin duda, el DNP.

Las reuniones sostenidas con agentes del sector revelaron una posición de consenso alrededor de la limitada operatividad del CIPE. El Gobierno debe buscar mejores formas de articulación, pero utilizando esta instancia, que ya ha declarado 10 proyectos del sector eléctrico de importancia estratégica.

Si son necesarios ajustes de fondo para que la CIPE funcione de forma más efectiva, debe revisarse el Conpes 3762 de 2013. No debe “reinventarse la rueda”.

Las decisiones que se tomen en el seno del CIPE deben generar, cuando sea pertinente, solicitudes de colaboración y coordinación por escrito desde la Presidencia de la República a la Rama Judicial, las cuales deben hacerse públicas, para que esta les dé el trámite pertinente si lo considera conveniente. Debe existir una prescripción legal que obligue a la Rama Judicial a pronunciarse sobre estas solicitudes del Gobierno en un lapso determinado de tiempo. Estos pronunciamientos también deben ser públicos y plenamente justificados.

Estas recomendaciones responden a una preocupación latente en el sector: evitar que un conjunto de decisiones adversas por parte de la Rama Judicial, que limiten un conjunto crítico de proyectos de diversa índole, pueda comprometer la prestación del servicio de energía eléctrica en el país. El perjuicio que generaría un escenario como esos podría ser de altísima gravedad.



Figura 5. Cambio en el organigrama sectorial. Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, es claro que el desarrollo del sector va a ser mucho más intensivo en uso de datos que hoy. En esa medida, la coordinación con el Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (MinTIC) es fundamental. Sin embargo, esta coordinación no solo será necesaria para la provisión de energía eléctrica y gas, sino también para el suministro de agua, de servicios de vigilancia y de servicios de transporte, para dar solo algunos ejemplos. Iniciativas como las de ciudades inteligentes que está desarrollando el Gobierno Nacional apuntan en la dirección correcta en este frente. Sin embargo, dada la naturaleza transversal de las comunicaciones en los sectores regulados mencionados arriba, así como la pluralidad de reguladores y de supervisores cuando se mira el conjunto, consideramos necesario que el DNP sea quien coordine la interacción entre el MinTIC y la CRC, y los demás sectores. El esquema de coordinación que se adopte podría ser materia de un documento Conpes, revisable con una periodicidad que el mismo documento debe determinar.

5. CONCLUSIONES

Las propuestas de organización del mercado, regulación y cambio del organigrama sectorial buscan:

- (i) Reducir las barreras a la entrada en el mercado por medio de la reducción a los incentivos por cerrar acceso a infraestructuras esenciales como consecuencia de la separación de actividades;
- (ii) Promover la innovación por medio de mayor competencia en nuevas actividades y en las tradicionales;
- (iii) Simplificar la regulación por medio de un esquema de regulación más basado en los resultados que en el proceso productivo;
- (iv) Asegurarse que los consumidores se benefician de las ganancias de eficiencias alcanzadas por las empresas reguladas por medio de revisiones regulatorias periódicas o, en caso de retraso, por medio de revisiones en los parámetros de retribución de las empresas;
- (v) Generar consistencia entre revisiones regulatorias por medio de un mecanismo de apelaciones a las decisiones de la CREG;
- (vi) Reducir las probabilidades de intervención al mercado por medio de la adopción de esquemas de evaluación de riesgo sistémico en la gestión de la SSPD;
- (vii) Reducir los costos de litigiosidad en el sector por medio de la creación de un Panel de Expertos en resolución de disputas entre agentes;
- (viii) Mejorar la coordinación interinstitucional del sector por medio de la creación de una instancia de coordinación y seguimiento del mercado;
- (ix) Fomentar la complementariedad del sector de gas y el eléctrico por medio de la creación de un gestor de gas único;
- (x) Mejorar la calidad de las propuestas a los códigos por medio de su centralización a través de XM;
- (xi) Mejorar la calidad de la información para la expansión del STN al hacer que una XM independiente tenga esta interlocución con la UPME;
- (xii) Mejorar la ejecución de proyectos de infraestructura por medio de la mejora del accionar de la Comisión Intersectorial de Infraestructura y Proyectos Estratégicos (CIPE) y su coordinación por parte del DNP;
- (xiii) Hacer más fácil la adopción de normas regulatorias de calado por medio de la reducción de información asimétrica entre el Ministro de Minas y Energía y los expertos de la CREG;
- (xiv) Mejorar el acceso a la red de transporte y la transparencia de las decisiones tomadas por XM para la operación del sistema por medio de la instauración de un Operador Independiente del Sistema con las mejores calidades y remuneración acorde para sus empleados;
- (xv) Potenciar la política energética por medio de una definición más clara de los objetivos y metas de política energética; y, finalmente,
- (xvi) Recuperar el espíritu de división de funciones de la Ley 142 y 143 de 1994, pero con una mayor coordinación de las entidades sectoriales.

Creemos que la adopción de estas medidas conllevaría a tener un sector en el que las fuerzas de la competencia y sus incentivos por innovar, aunados a una regulación orientada a la reducción de costos y a la alineación de tarifas con menores costos, redundaría en un servicio de mayor

cobertura, calidad y menores tarifas para los usuarios en el que ellos participarían de manera activa y en el que existirían mejores ofertas en el mercado.

Madrid, Santiago de Chile y Bogotá. Versión para divulgación: 18 de diciembre de 2019.