

ACOTACIONES A UN PROPÓSITO DE ENMIENDA

Amylkar D. Acosta M¹

El Ministerio de Minas y Energía publicó para comentarios un borrador de Decreto mediante el cual “se establecen políticas y lineamientos para promover la eficiencia y la competitividad del *servicio público domiciliario* de energía eléctrica”. Nos proponemos hacer un análisis de su pertinencia, conveniencia, alcance y su legalidad.

Aunque en él no se aducen las razones que motivan al Gobierno para expedir este Decreto, se intuye que este está inspirado en la concepción que propende por una tarifa “justa” de la energía que consumen los *usuarios del mercado regulado*, dejando de lado la preocupación manifestada de manera reiterada por los *no regulados* por la afectación a la competitividad de las empresas de los mayores costos relativos del servicio de energía, cuando se comparan con los países con los que compiten. Por ello, las propuestas contenidas en el mismo se circunscriben al “servicio público domiciliario de energía eléctrica”.

Se plantea el rol a cumplir por parte del prestador de última instancia (PUI), que busca asegurar la universalización de la prestación del servicio, de la cual es garante el Estado, así el responsable del mismo sea un operador privado. Ello está muy bien, aunque subyace el riesgo de que usuarios con capacidad de pago opten por ser atendidos por el PUI, beneficiándose de los *subsidios cruzados, de usuarios no regulados a regulados*, implícito en la tarifa aplicable. Desde luego el PUI debe hacer parte de la metodología de remuneración de la actividad de comercialización, reglada por la CREG.

Nos parece de la mayor importancia que se avance, como se propone en este borrador de Decreto, en la incorporación del *agregador de demanda*, como nuevo agente de la cadena, lo mismo que la *autogeneración* y la *generación distribuida*, los cuales contribuyen a empoderar al usuario, mediante la *respuesta de la demanda*, dejando de ser un sujeto pasivo de la prestación de este servicio, definido por la Ley 142 de 1994 como *esencial*. En ello juegan un rol fundamental para activar los mecanismos que permitan las *reducciones* o *desconexiones* de demanda en el mercado de energía mayorista. Para posibilitarlo es menester impulsar la *digitalización*, mediante la *instalación masiva de la Infraestructura de medición inteligente* (AMI, por sus siglas en inglés), la *desconcentración* y la *democratización del Sistema*, bases estas

¹ Miembro de Número de la ACCE

fundamentales para la promoción e implementación de las llamadas *comunidades energéticas*.

Y hablando de autogeneración, se proponen *reglas adicionales* a las ya existentes en esta materia en el Decreto 1073 de 2015, referida a las denominadas *áreas especiales*, por la cuales se entiende aquellas donde no están dadas las condiciones apropiadas desde el punto de vista técnico para atender la prestación “normal” del servicio de electricidad. Se plantea que los *operadores de red* se puedan acoger a dicha disposición, contrariando lo dispuesto por la Ley 1715 de 2014. Ello terminaría distorsionando el mercado mayorista, pues daría lugar a prácticas oportunistas, pues cualquier generador, sin importar su capacidad de generación, podría vender sus excedentes de energía en condiciones privilegiadas escudándose en su ubicación en un *área especial*.

De los términos en que está concebido el texto se sigue que los *autogeneradores a gran escala* (> 1 MW) recibirían el mismo tratamiento que está reservado por la Ley a los *autogeneradores a pequeña escala*. Ello puede dar pie a que sean los operadores de red los que le saquen ventaja a esta modalidad montando sus propios “autogeneradores” y, de este modo, inversiones ineficientes terminarían lastrando sus costos y propiciando alzas tarifarias atribuibles a las mismas. Además, si no se corrige el texto conforme está redactado puede derivar en aumentos no deseados de la tarifa al usuario final, dada la cantidad de excedentes comercializados que tocaría remunerar, de acuerdo con la regla vigente.

Huelga decir que la entrega de *energía reactiva* por este medio, sin control y sin estudios previos de evaluación, entraña riesgos en la calidad de la prestación del servicio por deficiencias en las redes, los altibajos de voltaje e ineficiencias que van a contrapelo de las condiciones en las que le debe llegar al usuario el fluido eléctrico, según lo dispuesto en la Ley 143 de 1994.

Consideramos como algo positivo la propuesta que busca mitigar los riesgos de exposición a precios de bolsa por parte de los usuarios, más aun teniendo en cuenta que hay varios agentes comercializadores que hoy presentan un alto grado de exposición y que, en teoría, en el segundo semestre de este año comenzaría a fortalecerse la probabilidad del Niño, lo que posiblemente llevaría a mayores precios de bolsa. Sin embargo, como es bien sabido, la CREG, además de su Resolución 130 de 2019, que promueve los principios de *transparencia, eficiencia, fiabilidad y neutralidad*, también viene trabajando en el tema con una resolución que el mes anterior cerró su proceso de comentarios. Desde luego, todo cuanto se haga por reducir la presión al alza de los precios y las tarifas de energía es plausible.

Un aspecto primordial del cual se ocupa el proyecto de Decreto es el que hace relación al reglamento que rige el despacho de las plantas de generación *por orden de mérito*, con base a precios de *oferta marginal*, de menor a mayor hasta colmar la demanda, en el cual los costos de la última en entrar determina el *precio de la energía en el mercado mayorista*. Y aunque, en promedio, sólo el 20% de la energía que distribuyen los operadores de red se rige por este precio, el mismo sirve de referencia a la hora de renovar los *contratos bilaterales* de mediano y largo plazo entre ellos y los generadores. Se plantea ceñirse a parámetros tales como el *mínimo costo de las ofertas de generación*, con estricto cumplimiento de los *caudales mínimos ambientales*, así como también la valoración de *mínimo costo de la generación por seguridad*, cuando esta es cubierta con fuentes hídricas, amén de la valoración máxima del *costo de oportunidad* de la generación hídrica siempre que esta desplace *generación térmica por mérito*.

Se trata de ajustes normativos y regulatorios que se pueden y se deben introducir al Sistema, sin que ello se pueda interpretar como un atentado contra la institucionalidad, que no se puede confundir con el statu quo. Casi 30 años después de la vigencia de las leyes gemelas 142 y 143 de 1994, ameritan una evaluación rigurosa y una actualización a la luz de sus resultados y lecciones aprendidas en estas tres décadas.

A todas estas cabe preguntarse si la implementación de todas estas medidas lograrán su cometido de alcanzar el objetivo que se ha impuesto la Ministra de Minas y Energía Irene Vélez con su anunciado *Pacto por la Justicia tarifaria*. En mi concepto varias de ellas, como la *autogeneración* y la *generación distribuida*, van en la dirección correcta y *las creo necesarias, pero no son suficientes* para contener la espiral alcista de las tarifas. Como es bien sabido, la tarifa que paga el usuario final está compuesta por varios cargos ($CU = G + T + D + C + PR + R$) y cada uno de ellos tiene su peso relativo en la factura².

Según el reporte del DANE, en el mes de marzo, contrariamente a lo esperado, la inflación siguió su curso y el incremento interanual de las tarifas de energía (19.77%) apenas fue superado por el de los alimentos (21.81%)³. Claro está que en la región Caribe dicho incremento en las tarifas de energía fue mucho más pronunciado, desfasado con respecto al resto del país. A guisa de ejemplo, Montería registro una tasa de crecimiento interanual de la tarifa de energía para marzo de este año del 30.94%, Sincelejo 30.67%, Valledupar 30.53% y Cartagena 29.85%, todas ellas servidas por Afinia.

² Amylkar D. Acosta M. La hiperinflación de las tarifas de energía. Septiembre, 7 de 2022

³ Amylkar D. Acosta M. La inflación galopante. Abril, 5 de 2023

Esta gran diferencia se explica fundamentalmente por el peso relativo de las pérdidas reconocidas (PR) entre ambos mercados, pues mientras el promedio en el resto del país representan el 8.8% del CU en la región Caribe supera el 20% (¡!). El MME la atribuye a “las circunstancias propias de las redes de su sistema de distribución local”⁴, que no es otra distinta al cobro en las facturas como PR las pérdidas “no técnicas”, que es como se denominan las que se atribuyen al robo de energías y a las instalaciones fraudulentas. Este aspecto se pasa por alto en la propuesta del borrador de Decreto.

Un factor que sigue gravitando y presionando al alza tanto los precios de la energía en Bolsa como las tarifas que paga el usuario final es el atraso de la ejecución de los proyectos, tanto los de generación como de transmisión. En efecto, según cifras del Operador del mercado mayorista, en los últimos tres años se esperaba que se incorporaran al Sistema interconectado nacional (SIN) 7.8 GW y sólo entraron efectivamente 1.5 GW, el 19% de lo planeado. Fue así cómo en 2020 entró en operación el 16%, en 2021 el 7% y en 2022 el 28% de la nueva capacidad de generación programada⁵. Para 2023 se espera que entren 136 proyectos de generación, cerca de 4.8 GW, de los cuales 1.6 GW corresponden a Oferta de energía firme (OEF) bajo la modalidad de cargo por confiabilidad, que están en veremos.

Y claro, este atraso en la ejecución de los proyectos, además de estresar el SIN y de presionar al alza los precios y las tarifas de energía, se traducen en otro componente del CU, el cargo por restricciones (R), que paga el usuario final vía tarifas, *cuando debería asumirlo el responsable del atraso*⁶. Dicho sea de paso, si algo contribuiría y mucho a reducir los precios y las tarifas de la energía sería el cumplimiento del cronograma de los proyectos contemplados en los planes de expansión que formula la UPME. Tal como lo considera el Ministerio de Minas y Energía, “la mayor oferta aumenta la competencia, impide que puedan ofertar precios por encima de sus costos marginales en períodos horarios del día, negar disponibilidad para aumentar los precios sin afectar sus ventas”⁷ por parte de los generadores.

Finalmente, resulta extraño que el MME y el Gobierno Nacional, teniendo en sus manos en este momento la posibilidad de recomponer la CREG, que está prácticamente desmantelada, designando los expertos comisionados y avanzar en sus propósitos por dicho conducto, esté apelando a este expediente, a la

⁴ Ministerio de Minas y Energía. Formato memoria justificativa. Marzo, 24 de 2023

⁵ Amylkar D. Acosta M. Oh paradoja. Enero, 21 de 2023/ El síndrome del apagón. Abril, 3 de 2023

⁶ Amylkar D. Acosta M. Entre la insatisfacción y la incertidumbre. Noviembre, 12 de 2022

⁷ Ministerio de Minas y Energía. Formato memoria justificativa. Marzo, 24 de 2023

expedición de un Decreto, sobre todo después que el Consejo de Estado dejó sin vigencia el Decreto 227 de 16 de febrero de 2023, mediante el cual la Presidencia asumía las funciones propias de la CREG. Por lo demás existe el riesgo de que este proyecto de Decreto corra la misma suerte que el anterior.

Y esto no lo decimos a humo de paja, sino advertidos como lo estamos de que, aunque hay que abonarle al Ministerio de Minas sus buenos propósitos tendientes a moderar las alzas tarifarias y a hacer más asequible el servicio de energía limpia, como lo establece el 7° Objetivo del desarrollo sostenible (ODS), creemos que con este borrador de Decreto, a la luz de la Constitución Política y la Ley, se está desbordando la potestad reglamentaria de la cual está investido el ejecutivo, tal como lo dispone el numeral 11, del artículo 189 de la Carta. Es más, el artículo 367 establece taxativamente que *el régimen tarifario*, del cual se ocupa este borrador de Decreto, *es un asunto de reserva del legislador*.

Varios de los artículos del borrador de Decreto van a contrapelo de las leyes 142 y 143 de 1994, 1715 de 2014 y 2099 de 2021, transgrediéndolas, llevándose de calle, además, la facultad regulatoria que por ministerio de la Ley 143 de 1994 está reservada por esta a la CREG. Otro tanto puede decirse con respecto a la jurisprudencia de la Corte Constitucional en lo atinente al “régimen de regulación de la prestación de los servicios públicos”⁸. Así de claro!

Santa Marta, abril 10 de 2023

www.amylkaracosta.net

⁸ Corte Constitucional. Sentencias C – 150 de 2003 y C – 263 de 2013