

BOLETÍN # 2

Confiabilidad, demanda y costos invisibles

Lo que las nuevas reglas están moviendo detrás de la factura, la bolsa y la competencia en comercialización

La confiabilidad del sistema eléctrico ya no se discute solo desde la generación, los embalses o la contratación de largo plazo.

Hoy también pasa por la demanda, la flexibilidad de los usuarios, la liquidación de excedentes, los costos que llegan al componente G y las obligaciones comerciales que terminan reflejándose en la factura.

Las medidas recientes buscan responder a problemas coyunturales del sistema. Sin embargo, su diseño puede producir efectos muy distintos según el tipo de agente. Para un comercializador incumbente, ciertas cargas pueden diluirse sobre una base amplia de usuarios. Para un comercializador entrante o no incumbente, el mismo diseño puede traducirse en mayor presión tarifaria, riesgos operativos y pérdida de competitividad.

Este boletín propone leer la agenda regulatoria desde la comercialización con foco en:

La competencia, eficiencia, sostenibilidad financiera y reglas aplicables en la práctica.

La comercialización como punto de conexión entre el mercado y el usuario

Durante años, buena parte de la discusión eléctrica en Colombia se ha concentrado en generación, redes, expansión e infraestructura.

Y esos temas siguen siendo fundamentales. Pero el momento actual exige una lectura más integrada del sistema, una en la que generación, redes, comercialización, regulación y usuarios se entiendan como partes de una misma conversación.

La comercialización cumple un papel clave en esa cadena.

A través de esta actividad, muchas decisiones del sistema toman forma en la experiencia del usuario final: tarifas, contratos, información, atención, gestión del riesgo y calidad comercial.

Por eso, para ACCE, la discusión no puede limitarse a leer normas. Hay que entender sus efectos.

Este boletín nace con ese propósito, leer el mercado desde la comercialización.

- Con criterio técnico.
- Con mirada gremial.
- Con foco en competencia, eficiencia, sostenibilidad financiera y reglas aplicables en la práctica.

G Transitorio: el costo invisible de una buena intención mal asignada

La autogeneración, la generación distribuida y las comunidades energéticas suelen presentarse desde una narrativa positiva: más usuarios participando, más energía limpia, más descentralización y más transición energética.

Y esa narrativa es válida. Pero **¿quién asume los costos que no se ven cuando se reconocen excedentes bajo el esquema actual?**

La preocupación de ACCE no está en promover o no promover AGPE, GD o comunidades energéticas. El punto está en el diseño económico mediante el cual se reconocen, compensan y trasladan los costos asociados a los excedentes tipo 1. Cuando ciertos componentes tarifarios no son cobrados al usuario AGPE o al usuario de una comunidad energética, pero terminan siendo reconocidos dentro de la fórmula tarifaria, se genera un diferencial económico que debe ser asumido dentro del mercado de comercialización.

Ese efecto se vuelve más sensible cuando aumenta la penetración de estos esquemas en mercados atendidos por comercializadores con menor demanda regulada.

En esos casos, el impacto unitario sobre los usuarios no autogeneradores puede ser mayor, **no por ineficiencia del comercializador**, sino porque tiene una base más pequeña sobre la cual distribuir el efecto.

La diferencia de escala marca un impacto claro. ACCE ha identificado que los incumbentes representan cerca del 94% de la demanda regulada nacional, mientras que los comercializadores entrantes representan alrededor del 6%. Por eso, un mismo esquema de reconocimiento puede producir impactos tarifarios distintos dependiendo del tamaño de la demanda regulada atendida.

Por lo tanto, los usuarios que no participan en estos esquemas podrían terminar asumiendo costos de quienes sí participan; comercializadores no incumbentes podrían perder competitividad por menor escala; y el mercado podría avanzar hacia mayor concentración.

No se trata de frenar la autogeneración ni las comunidades energéticas. Se trata de hacerlas sostenibles, con costos transparentes y sin castigar la competencia.



Ahorro de energía: una señal necesaria que debe ser simple para funcionar

El Proyecto de Resolución CREG 701 131 de 2026 propone un programa transitorio, excepcional, autofinanciado y de aplicación automática para usuarios regulados, con el propósito de reducir demanda en situaciones de estrechez energética, baja hidrología o riesgo para la confiabilidad del suministro.

El esquema plantea metas individuales de consumo, cobros adicionales cuando el usuario supere su meta y distribución posterior de beneficios entre usuarios con ahorro reconocido.

La señal es pertinente: **ante escenarios de estrechez, la demanda no puede ser una espectadora.** Pero una medida pensada para reaccionar rápido puede perder efectividad si exige demasiada parametrización, ajustes de facturación, reportes, atención de reclamaciones y explicación al usuario final.

El proyecto clasifica el consumo excedente en cuatro tramos y aplica factores diferenciados según el tipo de usuario. Para comerciales e industriales regulados, los factores pueden llegar hasta 2,05 cuando el consumo supera el 140% de la meta individual.

ACCE propuso simplificar el mecanismo, mantener una banda neutral entre el 90% y el 110% de la meta individual, aplicar un único factor de cobro a partir de ese umbral y distribuir los recursos a prorrata entre los usuarios con ahorro reconocido positivo, siempre sujeto a los valores efectivamente recaudados.

Una medida de ahorro debe ser fácil de entender, rápida de aplicar y trazable.

Si el usuario no entiende la regla, reclama. Si el comercializador no puede parametrizarla a tiempo, crece el riesgo operativo. Y si el mecanismo no reconoce la realidad de usuarios industriales, comerciales, autogeneradores o de movilidad eléctrica, puede castigar consumos que no necesariamente son ineficientes.

Respuesta de la demanda: cuando reducir consumo también tiene valor

La Resolución CREG 101 111 de 2026 establece condiciones, requisitos y procedimientos para que la demanda participe activamente en el Mercado de Energía Mayorista mediante ofertas de reducción que puedan ser incluidas en bolsa.

Esta es una de las señales más relevantes del momento: **el sistema empieza a reconocer que reducir consumo en el momento correcto también puede tener valor eléctrico y económico.**

Para que funcione, la reducción debe ser verificable. Por eso, la Resolución trabaja con conceptos como frontera de respuesta de demanda, línea base de consumo, línea base horaria, representante RD, agregación y verificación de reducciones.

La participación es voluntaria, puede hacerse a través de un representante, permite agregación de reducciones y el representante RD puede ser diferente al comercializador que presta el servicio. También se establece que el usuario solo podrá participar, para el mismo día, en uno de los mecanismos o programas de reducción de demanda vigentes.

Esta regla abre una oportunidad para comercializadores que quieran complementar su portafolio de compra y venta de energía con la gestión de la demanda. Pero exige capacidades técnicas, medición confiable, líneas base robustas y reglas claras para evitar doble reconocimiento entre programas.

La demanda puede convertirse en un recurso del sistema, pero solo si la medición, la representación y la liquidación están bien diseñadas.

Contratación de largo plazo: estabilidad con riesgos bien asignados

La Resolución CREG 101 109 de 2026 define reglas asociadas al mecanismo de contratación de largo plazo convocado por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40208 de 2026.

La norma regula el traslado de costos al componente de compras de energía del usuario regulado, las condiciones de competencia y la garantía de fecha de puesta en operación comercial que deben entregar los vendedores adjudicatarios.

Desde la perspectiva del usuario, contratar energía a largo plazo puede ayudar a dar estabilidad. Desde la perspectiva del comercializador, se trata acerca de **los riesgos se asumen, qué costos se trasladan, cómo se garantizan los proyectos y qué ocurre si la energía adjudicada no entra a tiempo.**

La Resolución permite que los compradores que atienden demanda regulada y suscriban contratos resultantes de estos mecanismos trasladen los costos de compra a través del componente G del CU. También incorpora costos financieros de garantías de pago y costos de participación o administración centralizada, bajo reglas específicas de traslado.

En materia de competencia, ningún vendedor podrá tener una participación superior al 40% de las cantidades de energía a vender en un día para cada subasta independiente.

La contratación de largo plazo puede reducir exposición a bolsa y mejorar previsibilidad. Pero no basta con que el contrato exista. Importa su precio, plazo, respaldo, cumplimiento, garantías y traslado eficiente al usuario.

Para comercializadores no incumbentes, la pregunta sigue abierta: **si el mecanismo permite participación real o si, por cargas financieras, garantías, volumen mínimo o condiciones operativas, termina favoreciendo a agentes con mayor escala.**

Régimen de usuarios: más protección, más información y más presión operativa

El Proyecto CREG 705 013 de 2026 corresponde a la segunda entrega del régimen de protección de derechos y deberes de usuarios de energía eléctrica, gas combustible por redes y GLP.

Esta segunda entrega aborda usuarios en zonas con características particulares, usuarios AGPE, comunidades energéticas y usuarios con medición avanzada o integrados a AMI.

Unificar disposiciones dispersas puede aportar claridad regulatoria. Sin embargo, para los comercializadores la discusión no se agota en entregar más información al usuario. Cada nuevo deber implica procesos, contratos, facturas, sistemas, canales, soportes, trazabilidad y atención de reclamaciones.

En materia de AGPE, el proyecto exige acuerdos especiales para entrega o venta de excedentes, condiciones mínimas, información contractual, reglas de facturación y detalles sobre cantidades y valores relacionados con excedentes, créditos de energía, precios y saldos.

También incorpora información adicional para facturas de usuarios AGPE, incluyendo capacidad instalada, excedentes permutados, valores de liquidación, créditos de energía, saldos acumulados y forma de pago seleccionada.

Un usuario informado fortalece el mercado.

Pero las nuevas obligaciones deben reconocer costos, tiempos de transición y ajustes operativos. De lo contrario, la protección al usuario puede terminar convirtiéndose en una carga difícil de implementar y de recuperar.

Competencia: la condición para que las reglas funcionen

Las normas de esta edición responden a tensiones reales del sistema eléctrico: ahorro de energía, respuesta de la demanda, contratación de largo plazo, protección al usuario e integración de nuevos recursos distribuidos.

Pero una buena intención regulatoria puede producir malos resultados si no se revisa cómo se asignan costos, riesgos y obligaciones.

La discusión no es si Colombia debe avanzar en transición energética, eficiencia, demanda activa o protección del usuario. ¡Debe hacerlo!.

El foco es si las reglas están permitiendo que todos los comercializadores compitan en condiciones razonables, o si están creando cargas que solo pueden absorber quienes tienen mayor escala.

La comercialización no es el último eslabón del sistema es el punto donde el mercado se convierte en servicio para el usuario.