BOLETÍN # 4

15 de septiembre de 2026

Asociación Colombiana de Comercializadores de Energía

Regulación bajo contingencia

El Niño, terremoto y nuevas reglas para gestionar confiabilidad, liquidez y demanda

Agosto puso al sector eléctrico frente a dos presiones simultáneas. Por un lado, el Fenómeno de El Niño mantiene la atención sobre los embalses, la exposición de la demanda regulada a bolsa y la necesidad de asegurar energía. Por otro, el terremoto del 10 de agosto obligó a revisar obligaciones que, bajo una emergencia, pueden resultar difíciles de cumplir.

La respuesta regulatoria fue rápida, con medidas sobre contratación, ahorro, liquidez, operación, medición y fronteras comerciales.

Para ACCE, además de atender la coyuntura, es fundamental analizar cómo se distribuyen los costos y riesgos de cada medida. La confiabilidad del sistema, la sostenibilidad financiera de los comercializadores y la protección de los usuarios están directamente conectadas.

Liquidez para enfrentar la emergencia
Diferir ayuda, pero la obligación no desaparece

El terremoto no afectó únicamente infraestructura. Para los comercializadores que atienden usuarios en las zonas impactadas también puede significar menor recaudo y, con ello, mayor dificultad para cumplir oportunamente sus obligaciones en el Mercado de Energía Mayorista.

La Resolución CREG 101 124 crea un mecanismo transitorio para atender precisamente ese problema. Los comercializadores que cumplan las condiciones establecidas podrán diferir parte de determinadas obligaciones liquidadas por el ASIC y el LAC correspondientes a julio, agosto, septiembre y octubre de 2026. El monto puede llegar hasta el menor valor entre el 30 % de la obligación y la proporción de demanda afectada. Después habrá dos meses de gracia y un periodo de pago de dieciocho meses, con intereses.

El alivio es relevante, pero su alcance es limitado. Para acceder al mecanismo no basta con atender usuarios ubicados en municipios afectados: el comercializador también debe encontrarse, a la fecha definida por la resolución, en una causal que implique la aplicación de limitación de suministro.

Y diferir no significa eliminar la obligación. Los valores continúan a cargo del comercializador, generan intereses y requieren garantías adicionales sobre las cuotas mensuales del plan de pago. La propia Resolución aclara, además, que la medida no constituye condonación ni reconocimiento de la cartera de los usuarios finales.

La medida reconoce algo importante: la liquidez del comercializador también hace parte de la continuidad del servicio.

Pero deja una reflexión para la regulación futura. Si una afectación extraordinaria del recaudo puede comprometer el cumplimiento de las obligaciones del mercado, resulta conveniente contar también con mecanismos preventivos que permitan actuar antes de que el agente llegue a una causal de limitación.

Contratación directa transitoria
Contratar más no necesariamente significa quedar más cubierto

La CREG habilitó nuevamente una ventana de contratación directa para que los comercializadores que atienden demanda regulada puedan reducir su exposición a bolsa durante la coyuntura de El Niño. La Resolución 101 125 permite celebrar contratos PLC, PLD y PCEV para cubrir demanda regulada que no se encuentre contratada mediante los demás mecanismos reconocidos.

Desde ACCE compartimos el objetivo. En un escenario de alta exposición a bolsa, ampliar las alternativas de contratación puede proteger al usuario frente a la volatilidad. Sin embargo, el indicador relevante no debería ser únicamente cuánta energía se contrata, sino cuánta cobertura efectiva obtiene la demanda.

El caso más sensible continúa siendo el PCEV. La Resolución definitiva eliminó para estos contratos el límite previsto en el esquema ordinario y, cuando los PCEV de un mismo vendedor superen la energía que tenga disponible para venta en bolsa, el ASIC distribuirá esa energía proporcionalmente entre ellos.

Esto mantiene una diferencia fundamental frente a un contrato firme: la cantidad máxima pactada no necesariamente será la cantidad finalmente entregada. En sus comentarios al proyecto, ACCE advirtió justamente que permitir una utilización amplia del PCEV sin herramientas suficientes para anticipar la cobertura efectiva puede dejar nuevamente al comprador expuesto a bolsa.

También permanece un horizonte contractual corto. Los contratos deberán iniciar suministro máximo el 1 de marzo de 2027 y terminar, sin posibilidad de prórroga, a más tardar el 31 de diciembre de 2027. ACCE había propuesto habilitar contratos de hasta 24 meses para permitir combinar periodos de mayor estrechez con meses posteriores de normalización.

La contratación directa es una herramienta útil, pero debe evaluarse por el resultado que produce sobre la exposición real de la demanda.

Cobertura nominal y cobertura efectiva no son lo mismo.

Programa de ahorro
Una mejor implementación, pero todavía hay señales por revisar

Después de la suspensión ocasionada por el terremoto, la CREG reactivó el programa transitorio de incentivos al uso eficiente de energía con varios ajustes importantes.

La Resolución 101 126 excluye expresamente del programa a los usuarios regulados ubicados en los municipios afectados identificados por la UNGRD, en lugar de excluir mercados completos de comercialización. También reorganiza los plazos operativos y establece un primer ciclo de facturación con carácter pedagógico.

Este último cambio es especialmente relevante para la demanda. Durante ese primer ciclo, si el usuario supera su meta, el cobro adicional aparecerá de manera informativa, pero no será exigible. Los cobros comenzarán a partir del ciclo siguiente. Si el usuario ahorra, en cambio, ese consumo ahorrado sí será reconocido y acumulado desde el primer ciclo.

ACCE había advertido durante la consulta que la exclusión debía recaer sobre los usuarios localizados en municipios afectados y no sobre mercados completos, que pueden cubrir simultáneamente municipios afectados y no afectados. La norma definitiva recoge esa precisión territorial.

Pero queda pendiente otra discusión planteada por el gremio. La utilización del consumo de subsistencia como piso de la meta protege correctamente a usuarios de bajo consumo frente a cobros adicionales. El problema aparece cuando esa misma referencia se utiliza para determinar el ahorro reconocido: bajo ciertas condiciones, un usuario podría aumentar su consumo frente a su comportamiento histórico y aun así aparecer como beneficiario del programa.

La Resolución 101 126 no modifica esa metodología y mantiene vigentes las disposiciones de la Resolución 101 120 que no fueron expresamente ajustadas.

Ahora el reto es asegurar que el incentivo premie reducciones reales de consumo. Una señal de ahorro funciona cuando el usuario la entiende, pero también cuando la metodología reconoce correctamente quién cambió efectivamente su comportamiento.

Confiabilidad durante El Niño
Guardar agua también tiene un costo

La Resolución CREG 101 127 cambia de manera importante la forma en que el sistema administrará el riesgo de desabastecimiento durante la coyuntura actual.

La nueva metodología combina información de embalses, generación térmica y precio de bolsa para clasificar la condición del sistema en seguimiento, vigilancia o alerta. Si se configura la condición de alerta, el CND y el CNO emitirán su recomendación y la CREG decidirá si activa el mecanismo para el sostenimiento de la confiabilidad.

Una vez activado, el CND deberá programar un nivel mínimo de generación térmica asociado a las curvas ISO-GT. También se despachará en la base, hasta donde sea posible, generación solar y eólica. El propósito es claro: utilizar otros recursos del sistema y administrar con mayor prudencia el agua almacenada en los embalses.

Desde el punto de vista de confiabilidad, la señal es razonable. El agua que se evita utilizar hoy puede convertirse en un recurso crítico más adelante si la hidrología continúa deteriorándose.

Pero para la demanda hay una segunda parte de la discusión.

Cuando la generación programada bajo este mecanismo opere y no resulte en mérito en el despacho ideal, la Resolución establece que habrá reconciliación positiva. Es decir, parte del costo de preservar el recurso hídrico puede aparecer por una vía distinta al precio de bolsa.

Por eso, evaluar la medida únicamente a partir del precio de bolsa puede dar una visión incompleta. Para usuarios y comercializadores, la pregunta relevante es cuál será el costo total de mantener la confiabilidad, incluyendo restricciones, reconciliaciones y demás efectos asociados a la operación. No se trata de cuestionar la necesidad de preservar el recurso hídrico, sino de hacer visible cuánto cuesta hacerlo y seguir su evolución. La confiabilidad tiene valor, pero también tiene precio, y ese precio debe poder medirse.

Operar después del terremoto
Flexibilizar la regla sin perder la trazabilidad

Hay obligaciones regulatorias que tienen sentido en condiciones normales, pero pueden resultar imposibles de cumplir cuando no es posible acceder físicamente a una frontera comercial, reparar un equipo o restablecer comunicaciones.

La Resolución CREG 101 128 reconoce esa realidad y establece medidas transitorias para Operadores de Red y agentes cuya operación fue afectada por el terremoto, especialmente en materia de sistemas de medición, fronteras comerciales y planes de inversión.

Para las fronteras afectadas se modifican temporalmente plazos de reparación, reposición y normalización; se permite el reemplazo transitorio de sistemas de medición bajo condiciones especiales; y determinadas fallas asociadas directamente a la emergencia no serán contabilizadas dentro del límite regulatorio previsto para las fronteras comerciales. También se amplía para los OR afectados el plazo para presentar determinados ajustes a sus planes de inversión.

La flexibilización, sin embargo, no es automática ni general.

Los agentes deben identificar las fronteras afectadas, reportarlas al ASIC y conservar los soportes que permitan acreditar la relación entre el incumplimiento de la obligación ordinaria y la emergencia. Incluso bajo las reglas excepcionales de reemplazo de equipos se mantienen requisitos mínimos de identificación, lecturas, registros, medición horaria y trazabilidad.

La medida busca un equilibrio: flexibiliza plazos y obligaciones cuando existe una afectación demostrable, sin eliminar los controles ni la responsabilidad sobre la calidad y trazabilidad de la información. En una emergencia, aplicar exactamente las mismas exigencias de una situación normal puede ser inviable, pero cualquier excepción debe mantenerse soportada y verificable.

Asociación Colombiana de Comercializadores de Energía

La emergencia cambia las reglas, pero no elimina los riesgos

Las decisiones adoptadas durante las últimas semanas persiguen objetivos necesarios: conservar agua, aumentar cobertura contractual, incentivar el ahorro, proteger la continuidad del servicio y permitir que las empresas operen en condiciones extraordinarias.

Pero cada intervención modifica también la distribución de riesgos dentro del mercado.

Para ACCE, el seguimiento debe ir más allá de verificar que las medidas fueron implementadas. Será necesario observar cuánta exposición a bolsa realmente se redujo, cuánto costó preservar los embalses, qué presión permanece sobre la liquidez de los comercializadores y cuál termina siendo el efecto para la demanda.

Porque en una coyuntura extraordinaria no basta con mover el riesgo de un lugar a otro.

La regulación eficiente debe reducirlo sin debilitar la competencia, la sostenibilidad de los agentes ni la capacidad de pago de los usuarios.

La comercialización no es un trámite entre la generación y la factura. Es el lugar donde las decisiones regulatorias se convierten en servicio, precio, riesgo y confianza para el usuario final.