



Colombia reglamenta la autogeneración remota y redefine la conexión de grandes usuarios - Energía Estratégica

- La Resolución CREG 101 099 de 2026 y el nuevo procedimiento de conexión de la UPME establecen reglas definitivas para la autogeneración remota y los usuarios finales. El esquema introduce simetría frente al MEM, contratos de respaldo y un calendario formal de asignación de capacidad de transporte.



colombia

<https://www.energiaestrategica.com/colombia-reglamenta-la-autogeneracion-remota-y-redefine-la-conexion-d...>

Lucia Colaluca

Viernes, 06 marzo 2026

Compartir:

Colombia, Home Bloque 1, Energía Eólica, Energía Solar, Energías Renovables

Colombia reguló dos normas claves para el mercado eléctrico: la Resolución CREG 101 099 de 2026, que regula integralmente la autogeneración remota y al productor marginal remoto, y la resolución de la UPME que define el procedimiento para resolver las solicitudes de conexión de usuarios finales al STN y STR.

La novedad no es menor, ya que por primera vez, la autogeneración remota queda plenamente integrada bajo criterios de simetría regulatoria frente al Mercado de Energía Mayorista, con reglas comparables a las de una planta convencional en materia de conexión, operación y responsabilidades.

Para **Hemberth Suárez Lozano**, abogado en **OGE ENERGY**, el nuevo marco no desplaza los mecanismos existentes de expansión renovable: «Es un complemento que abre más oportunidades para las FNCER”.

Mientras las subastas de largo plazo continúan siendo el instrumento para incorporar grandes bloques de oferta renovable con contratos bancables, la autogeneración remota se consolida como

herramienta estratégica para la demanda corporativa distribuida.

La Resolución CREG 101 099 desarrolla el principio de simetría establecido en el Decreto 1403 de 2024 y, en términos prácticos, autogeneradores y generadores deberán cumplir exigencias técnicas similares cuando utilicen la red, incluyendo contratos de respaldo para gran escala y eventuales condiciones de participación en mecanismos como el Cargo por Confiabilidad.

“Opera bajo el principio de simetría regulatoria frente al MEM, en el MEM generadores o autogeneradores deben cumplir las mismas exigencias”, explicó Suárez Lozano.

En paralelo, la resolución de la UPME introduce un calendario formal de recepción de solicitudes en dos ciclos anuales —enero y mayo— y plazos definidos para la emisión de conceptos de conexión. Como consecuencia, la asignación de capacidad deja de ser un proceso abierto y pasa a estar estructurada bajo ventanas regulatorias claras.

El impacto de las resoluciones se concentra en los grandes consumidores. Con el nuevo marco, empresas industriales podrán estructurar esquemas de autogeneración remota con mayor previsibilidad jurídica y técnica.

Algunos proyectos podrán evitar determinados trámites ambientales o procesos de consulta comunitaria propios de desarrollos de gran generación centralizada, dependiendo de su configuración. Además, el esquema abre la puerta a señales de confiabilidad bajo reglas simétricas.

“Estamos ante una oportunidad para grandes grupos industriales de migrar de simples compradores de energía a gestores activos de portafolios energéticos corporativos”, sostuvo el directivo.

Call centers, data centers y estaciones de recarga para vehículos eléctricos aparecen como perfiles naturales para adoptar el modelo, especialmente en un contexto donde el Sistema Interconectado Nacional enfrenta restricciones de expansión y congestión en algunos nodos.

Las resoluciones también aclaran el tratamiento para autogeneradores sin excedentes, quienes no requerirán autorización formal de conexión ante la UPME, aunque deberán cumplir todos los requisitos técnicos, operativos y de seguridad exigidos por la regulación vigente y el RETIE.

Uno de los puntos que generaba mayor debate era el contrato de respaldo. Desde la perspectiva de Suárez Lozano, la exigencia no constituye una barrera estructural sino una fase de consolidación del mercado.

“Es poco a poco. No los veo como barreras; los veo como mecanismos de maduración del mercado”, afirmó.

Con estas dos resoluciones, Colombia avanza hacia un modelo eléctrico híbrido más sofisticado, donde conviven subastas centralizadas, generación tradicional y autogeneración remota bajo reglas homogéneas.

La publicación simultánea de ambas normas no solo ordena técnicamente el mercado. Marca un punto de inflexión: la demanda corporativa deja de ser un actor pasivo y pasa a integrarse formalmente en la planeación y operación del sistema eléctrico nacional.

