

Bogotá D.C., 4 de febrero de 2025

Doctor
CARLOS HERNÁN RODRÍGUEZ
Contralor General de la República
CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA
Ciudad

Asunto: Riesgos para la vida y salud humanas y la operación segura y confiable del Sistema Interconectado Nacional. Artículo 1 Decreto 1403 de 2024.

Respetado Doctor Rodríguez:

El Consejo Nacional de Operación-CNO en ejercicio de las funciones que la Ley 143 de 1994 le ha asignado, de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional-SIN sea segura, confiable y económica, y ser el organismo ejecutor del Reglamento de Operación, de manera atenta pone en su conocimiento para lo de su competencia, los riesgos identificados para la vida y salud humana y para la operación segura y confiable del Sistema Interconectado Nacional, con la aplicación del artículo 1 del Decreto 1403 de 2024.

El 22 de noviembre de 2024 fue expedido el Decreto 1403 de 2024 Por el cual se modifica el Decreto 1073 de 2015, en relación con los lineamientos de política energética en materia de autogeneración y producción marginal.

En su artículo 1 del Decreto 1403 de 2024 prevé lo siguiente:

*ARTÍCULO 2.2.3.2.4.11. Liberación en las condiciones de participación de los autogeneradores y productores marginales que no inyectan excedentes de energía a la red. **No se requerirá autorización de ningún tipo para la conexión al Sistema Interconectado Nacional o Redes en las Zonas No Interconectadas**, ni tendrá distinción de gran o pequeña escala, ni límites de capacidad para cuando el autogenerador o el productor marginal no entregue energía a través de la red." (Subrayado y negrilla fuera de texto).*

RIESGOS IDENTIFICADOS:

1. Es importante tener en cuenta que por jerarquía normativa, el artículo 1 del Decreto 1403 de 2024 está derogando de manera tácita el cumplimiento de los requisitos de las normas previstas en el RETIE para los autogeneradores sin entrega de excedentes que a partir del 22 de noviembre de 2024 se conecten al Sistema, cuando establece

que **“No se requerirá autorización de ningún tipo para la conexión al Sistema Interconectado Nacional o Redes en las Zonas No Interconectadas, ni tendrá distinción de gran o pequeña escala, ni límites de capacidad para cuando el autogenerador o el productor marginal no entregue energía a través de la red.”** (Subrayado y negrilla fuera de texto), poniendo en grave riesgo la vida y la salud humana, la vida animal y vegetal y la preservación del medio ambiente.

De manera específica, el RETIE prevé en el numeral 3.18.2 del Título 18 los Requisitos Generales para centrales de generación para los autogeneradores a pequeña escala AGPE y generación distribuida el RETIE, así:

*“Todo generador con fuentes no convencionales de energía, autogeneradores de pequeña escala – AGPE y Generación Distribuida – GD conectado al Sistema de Distribución Local – SDL, Sistema de Transmisión Regional – STR o al Sistema de Transmisión Nacional – STN, para generar y entregar energía eléctrica a la red, **debe cumplir todas y cada una de las condiciones incluidas en el presente Reglamento que le apliquen, la regulación establecida por la CREG, las señaladas por las autoridades ambientales, y las señaladas por las entidades territoriales y los entes de planeación local y regional donde se localice el proyecto de generación.**”* (Negrilla y subrayado fuera de texto)

2. Señalamos a continuación, los riesgos operativos identificados en el CNO, motivados por la expedición de la norma antes mencionada:

- Pérdida de la trazabilidad de la integración de este tipo de recursos al sistema y sus usuarios.
- Riesgo sistémico para el SIN por la ausencia total de cumplimiento de requisitos, como, por ejemplo, el levantamiento de la prohibición de las conexiones “tipo T”.
- Incremento de la incertidumbre asociada a los pronósticos de la demanda, situación que podría originar congestiones de red y problemas de inestabilidad de frecuencia.
- Demanda No Atendida adicional por la activación del Esquema de Desconexión de Carga por baja Frecuencia-EDAC.
- Análisis operativos y de la expansión alejados de la realidad por la falta de información de los autogeneradores que no inyectan excedentes al SIN.
- “Copamiento” más rápido de la capacidad de interrupción de las subestaciones del STN y STR, por incremento de las corrientes de cortocircuito que aportarían los autogeneradores convencionales y sincronizados con el SIN.

- Encarecimiento en la prestación de los servicios estabilizadores del SIN, control de tensión y control de frecuencia, por la incertidumbre asociada a los consumos netos de los autogeneradores, y la no obligatoriedad de participar en dichos servicios, que implicarían una mayor programación de reservas.
- Posibles limitaciones de generación de plantas instaladas en el SIN, dada la prioridad que podrían tener los autogeneradores o productores marginales.
- Riesgos para la operación segura y confiable del SIN debido al desconocimiento de la ubicación y falta de supervisión de los autogeneradores sin entrega de excedentes al Sistema. Asimismo, imposibilidad de llevar a cabo análisis posoperativos adecuados, debido a la ausencia de datos en tiempo real de esta clase de recursos.
- Posibles impactos económicos asociados a la remuneración de activos de conexión, ya que algunos de ellos podrían ser reconocidos como activos de uso debido al flujo en tránsito que se podría generar por la masificación de este tipo de conexiones y su tratamiento “diferencial”.
- Riesgos asociados a la coordinación de protecciones, debido al aporte de corrientes de cortocircuito de autogeneradores sin entrega de excedentes conectados y sincronizados al Sistema. Es importante indicar que se podrían incrementar el número de eventos por aspectos asociados a la coordinación de protecciones.
- Riesgos asociados al desempeño de los sistemas de protección por ausencia de requisitos mínimos de conexión, tales como pruebas, protocolos, supervisión, redundancia, entre otros.

Adicionalmente, para el caso de los autogeneradores remotos con entrega de excedentes, se identifican riesgos relacionados con el agotamiento de la capacidad de transporte, necesidades adicionales de expansión por parte de la UPME y los Operadores de Red, al igual que un posible impacto para la confiabilidad del SIN por la incertidumbre asociada a las reglas de participación de los autogeneradores en el cargo por confiabilidad.

Asimismo, existe incertidumbre acerca de que el Decreto podría estar derogando tácitamente aspectos de las Resoluciones CREG 025 de 1995, 070 de 1998, 080 de 1999, 060 de 2019, 148, 075 y 174 de 2021, y 101 011 de 2022, y los Acuerdos CNO que reglamentan los aspectos técnicos de dicha normatividad.

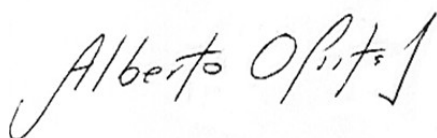
Le informamos que como resultado de las solicitudes de información dirigidas a los operadores de red y transmisores y a los generadores en su calidad de promotores y desarrolladores de proyectos de generación (Circulares CNO 148 y 149), acerca de la cantidad de solicitudes de conexión de proyectos de autogeneración sin entrega de excedentes que se encuentran en trámite y los proyectos que se conectarían al SIN usando el artículo 1 del Decreto 1403 de 2024, se presenta la siguiente tabla:

Autogeneradores sin entrega de excedentes que se conectarían al SIN ¹	278
Autogeneradores sin entrega de excedentes que se conectarían al SIN haciendo uso del artículo 2.2.3.2.4.11 del Decreto 1403 de 2024 ² .	28

Se adjuntan para su conocimiento, las comunicaciones enviadas al Ministerio de Minas y Energía y a la CREG alertando esta situación.

Quedamos atentos a responder cualquier duda o inquietud derivada de esta comunicación.

Cordial saludo,



Alberto Olarte Aguirre
Secretario Técnico CNO

Se adjunta lo anunciado.

¹ Información reportada por 15 operadores de red-OR y 3 transmisores nacionales (Circular 148). Se desconoce que reglamentación están aplicando los OR para la conexión de estos Autogeneradores.

² Información reportada por 5 desarrolladores de proyectos, muy pocos contestaron la Circular 149.