

Bogotá D.C., 11 de diciembre de 2024

Señor  
OMAR ANDRÉS CAMACHO  
Ministro de Minas y Energía  
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA-MINENERGÍA  
Ciudad

Asunto: Riesgos identificados a partir de la expedición del Decreto 1403 del 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".

Respetado Señor Ministro:

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, manifiesta su preocupación por la expedición del Decreto 1403 del asunto.

La citada norma establece en su 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 (...)"*.

Al respecto, se han identificado los siguientes riesgos operativos motivados por la expedición del citado Decreto:

- 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.

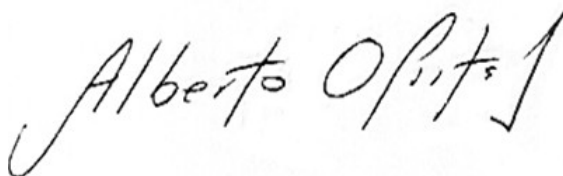
Adicionalmente, para el caso de los autogeneradores remotos con entrega de excedentes, se identifican riesgos relacionados con el agotamiento de la capacidad de transporte, necesidades adicionales de expansión por parte de la UPME y los Operadores de Red, al igual que un posible impacto para la confiabilidad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

Asimismo, existe incertidumbre acerca si el Decreto pudiese estar derogando tácitamente aspectos de las Resoluciones CREG 025 de 1995, 070 de 1998, 038 de 2014, 080 de 1999, 060 de 2019, 148, 075 y 174 de 2021, y 101 011 de 2022, y los Acuerdos CNO que reglamentan desde los aspectos técnicos dicha normatividad, e inclusive, el mismo Reglamento de Instalaciones Eléctricas-RETIE, en contra de la seguridad de las personas.

Finalmente, se debe resaltar que el artículo 2.2.3.2.4.1, simetría en las condiciones de participación en el mercado mayorista entre los generadores, autogeneradores y productores marginales, establece que al emitir la regulación para la entrega de excedentes al SIN, o para el consumo de energía desde el Sistema por parte de los autogeneradores o por parte de los productores marginales, la CREG asegurará que apliquen las mismas reglas, incluyendo las condiciones de conexión y demás trámites ante la Unidad de Planeación Minero Energética-UPME; es decir, entendemos que los artículos 2.2.3.2.4.1 y 2.2.3.2.4.11 se contradicen abiertamente debido a que un autogenerador consumiendo del SIN y sin entrega de excedentes, se puede enmarcar en los dos (2) artículos.

Por lo anterior, reiteramos la solicitud de una reunión urgente MINENERGÍA-CREG-CND-CNO para un mejor entendimiento y dimensionar los efectos del Decreto en mención.

Cordial saludo,



Alberto Olarte Aguirre  
Secretario Técnico CNO

Copia:

Dr. Javier Campillo Jiménez. Viceministro de Energía MINENERGÍA.  
Dr. Baisser Antonio Jiménez Rivera. Director Ejecutivo CREG.  
Dr. Juan Carlos Morales. Gerente CND.