

Comité de Estudios C5 - Mercados de electricidad y regulación**ANÁLISIS DE MECANISMOS PARA GESTIÓN DE EMBALSES EN COLOMBIA**

C. M. GÓMEZ*
XM
Colombia
cgomez@xm.com.co

H.A. GÓMEZ
XM
Colombia
hgomez@xm.com.co

Resumen –El presente artículo analiza la implementación del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento (ESRD) en Colombia durante 2024, destacando su efectividad para preservar los niveles de embalses y garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico en condiciones hidrológicas críticas. Sin embargo, el mecanismo generó un incremento significativo en los costos de generación y en las tarifas eléctricas. Se resalta la necesidad de diversificar la matriz energética con fuentes renovables no convencionales, como la solar y la eólica, para reducir la dependencia hidroeléctrica y mejorar la resiliencia del sistema frente a fenómenos climáticos extremos. Además, se comparan experiencias internacionales en gestión de embalses de países como Brasil, Noruega, Chile y Canadá, ofreciendo lecciones clave para fortalecer el marco regulatorio colombiano mediante la integración de tecnologías, modelos predictivos climáticos y estrategias de sostenibilidad energética.

Palabras clave: Estatuto de Desabastecimiento, mercado eléctrico colombiano, gestión de embalses, confiabilidad energética, regulación.

1 INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico colombiano está estructurado bajo un modelo de mercado competitivo con un fuerte componente regulatorio, diseñado para garantizar la sostenibilidad y confiabilidad del suministro [1]. Dentro de este marco, el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento (ESRD), establecido mediante la Resolución CREG 026 de 2014 [2], se concibió como un mecanismo regulatorio para gestionar de manera eficiente los recursos hídricos para prevenir situaciones críticas de abastecimiento de electricidad y por lo tanto mitigar los riesgos de desabastecimiento energético. Esta norma incluye una serie de medidas específicas, como la priorización de generación térmica, la supervisión del uso de embalses y ajustes en las obligaciones de los agentes del mercado, con el objetivo de preservar los niveles de agua en los embalses y garantizar la estabilidad del sistema.

En Colombia, el año 2024 presentó condiciones hidrológicas excepcionalmente adversas, con un período prolongado de sequía que redujo los niveles de los embalses a mínimos históricos durante el primer semestre del año y un segundo semestre con lluvias inferiores a promedios históricos [3]. Ante esta situación, el regulador activó el ESRD el 30 de septiembre de 2024 mediante la Circular 072 de 2024 [4], estableciendo un conjunto de medidas para mitigar los efectos de la crisis climática.

Este escenario ofrece una oportunidad para analizar la implementación de este mecanismo regulatorio y su impacto en variables clave del mercado eléctrico. Además, permite evaluar la capacidad del marco regulatorio colombiano para afrontar condiciones climáticas extremas, destacando la necesidad de diversificar la matriz energética nacional. La integración de fuentes renovables no convencionales, como la solar y la eólica, podría disminuir la dependencia de la generación hidroeléctrica y mejorar la resiliencia del sistema ante variaciones climáticas.

* Calle 12 sur N° 18 -168. Medellín - Colombia

El presente artículo tiene como objetivo analizar el impacto de la regulación colombiana en la gestión de embalses a través del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento (ESRD) y realizar un estado del arte sobre los mecanismos de gestión de embalses implementados en otros países. Asimismo, se busca determinar cómo estas medidas han influido en la confiabilidad del sistema eléctrico colombiano y cómo han afectado las dinámicas del mercado eléctrico.

Finalmente, este trabajo contribuye al debate sobre el impacto de los mecanismos regulatorios en mercados eléctricos altamente dependientes de recursos hídricos, ofreciendo recomendaciones basadas en el caso colombiano que podrían ser útiles para otros países con sistemas eléctricos similares.

2 MARCO TEÓRICO

2.1 Regulación en Colombia.

En mercados eléctricos competitivos como el colombiano, la regulación cumple un papel esencial para corregir y mitigar fallos de mercado que permiten proteger a los consumidores y promover la competencia [5], así es el mecanismo para garantizar la confiabilidad del suministro, promover la eficiencia económica y mantener la sostenibilidad a largo plazo. El mercado eléctrico colombiano opera bajo un esquema de libre competencia en generación y comercialización, con una fuerte supervisión regulatoria que establece los marcos necesarios para mitigar riesgos y fomentar inversiones [1].

Dentro de este marco, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) se encarga de diseñar y aplicar los instrumentos regulatorios necesarios para garantizar la estabilidad del sistema [6]. Entre estos mecanismos se encuentran el cargo por confiabilidad, que busca incentivar la disponibilidad de generación firme en períodos de alta demanda o baja disponibilidad hídrica [7], y el ESRD, que establece medidas de prevención en situaciones de riesgo para la confiabilidad del suministro eléctrico [2], entre otros.

Asimismo, durante el año 2024, con el objetivo de mitigar el riesgo asociado al uso del recurso hídrico, el Ministerio de Minas y Energía emitió la Resolución 40116 [8], estableciendo una meta de generación térmica destinada a reducir la dependencia de la generación hidráulica y, de este modo, aumentar los niveles de embalse en el sistema eléctrico.

2.2 Contexto hidrológico y dependencia de la generación hidroeléctrica.

Colombia es un país con abundantes recursos hídricos, lo que ha facilitado el desarrollo de una matriz energética predominantemente hidroeléctrica. Sin embargo, esta dependencia expone al sistema eléctrico a riesgos significativos durante períodos de sequía o fenómenos climáticos como El Niño, que provocan una reducción considerable en las precipitaciones y, en consecuencia, en los niveles de los embalses [9].

La alta variabilidad climática en el país genera fluctuaciones importantes en la disponibilidad de agua para generación eléctrica, afectando tanto la confiabilidad del suministro como los precios en el mercado mayorista. Este contexto hidrológico variable exige un marco regulatorio adaptable que permita gestionar eficientemente los recursos hídricos y garantizar el suministro de energía en condiciones adversas.

2.3 Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento (ESRD) [2].

El **Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento**, establecido por la CREG, es un conjunto de medidas diseñado para afrontar condiciones de baja disponibilidad hídrica. Este estatuto se activa cuando los niveles de los embalses alcanzan umbrales críticos que ponen en riesgo la estabilidad del sistema eléctrico.

Entre las principales acciones del ESRD se incluyen:

- **Priorización de generación térmica:** se prioriza el uso de plantas térmicas para reducir la demanda de agua en los embalses hidroeléctricos, permitiendo su recuperación.

- **Restricciones a la generación hidroeléctrica:** Se establecen límites en el uso de los embalses, con el fin de preservar recursos hídricos críticos.
- **Supervisión del uso de recursos hídricos:** Se implementan mecanismos de control para garantizar que las plantas generadoras cumplan con los criterios definidos por el estatuto.

El ESRD está diseñado para mitigar riesgos de corto y mediano plazo para preservar la confiabilidad del suministro eléctrico, aunque su implementación puede tener impactos económicos debido a la mayor dependencia de la generación térmica, que suele ser más costosa.

2.4 Impacto de la Regulación en el Mercado Eléctrico

La regulación del mercado eléctrico en Colombia afecta directamente variables fundamentales como los niveles de embalses, los precios de la electricidad y la confiabilidad del suministro. En situaciones de crisis hídrica, la activación de medidas como el ESRD busca equilibrar estas variables mediante acciones específicas que minimicen los riesgos de desabastecimiento, aunque suelen implicar costos adicionales para los agentes del mercado y, en algunos casos, para los consumidores finales [10].

- Niveles de embalses: La priorización de generación térmica permite preservar los recursos hídricos, pero puede generar mayores costos operativos debido a la mayor dependencia de combustibles.
- Precios del mercado mayorista: La generación térmica, incrementa los precios en la bolsa de energía, lo que puede impactar las tarifas al usuario final si no se implementan medidas de mitigación.
- Confiabilidad del suministro: Las medidas regulatorias buscan garantizar que el sistema mantenga un balance adecuado entre oferta y demanda, reduciendo los riesgos de apagones.

2.5 Experiencias Internacionales.

Como se ha mencionado, Colombia ha adoptado medidas para gestionar sus embalses en condiciones climáticas críticas. No obstante, resulta relevante destacar las experiencias internacionales de países que, al igual que Colombia, dependen en gran medida de los recursos hídricos y han implementado estrategias complementarias para enfrentar los desafíos de la escasez hídrica.

- **Brasil:** Con una generación hidráulica alrededor del 60-70%, ha implementado esquemas de planificación centralizada y contratación a largo plazo para garantizar el suministro durante períodos de sequía prolongada [11].
- **Chile:** Ha apostado por la diversificación de su matriz energética, incorporando fuentes renovables no convencionales como la solar y la eólica [12].
- **Noruega:** Aunque depende en gran medida de la generación hidroeléctrica (cerca del 90%), ha integrado su sistema eléctrico con mercados regionales, lo que le permite importar y exportar energía según las necesidades, mitigando los impactos de la variabilidad hídrica. Asimismo, ha establecido una regulación con políticas ambientales maximizando el uso sostenible del recurso hídrico [13].
- **Canadá:** Cuenta con una generación hidroeléctrica alrededor del 60%. Este ha adoptado regulaciones estrictas para garantizar la operación segura y sostenible con centrales hidroeléctricas gestionadas por actores privados y públicos [14].

Estas experiencias destacan la importancia de adoptar enfoques integrales que combinen regulación efectiva, diversificación energética y cooperación internacional para fortalecer la resiliencia de los sistemas eléctricos frente a condiciones climáticas extremas.

2.6 Diversificación Energética como Estrategia de Resiliencia

La alta dependencia de la generación hidroeléctrica en Colombia subraya la necesidad de diversificar la matriz energética como una estrategia clave para mejorar la resiliencia del sistema frente a la

variabilidad climática. La incorporación de fuentes renovables no convencionales, como la solar y la eólica, no solo reduciría la vulnerabilidad del sistema eléctrico, sino que también contribuiría a la sostenibilidad ambiental y a la estabilización de los costos de generación a largo plazo [16] [17].

3 ESTADO DEL ARTE

Investigaciones como las de [18] han resaltado que fenómenos como El Niño afectan tanto la confiabilidad del suministro eléctrico como la volatilidad de los precios en la bolsa de energía, subrayando la importancia de mecanismos como el ESRD para garantizar la estabilidad del mercado y prevenir apagones.

La dependencia de Colombia en la generación hidroeléctrica representa un riesgo estructural que podría mitigarse con una diversificación energética, incluyendo tecnologías renovables como la solar y eólica [19]. Experiencias internacionales ofrecen lecciones relevantes como:

- **Brasil:** Ha enfrentado sequías con medidas como subastas de energía firme, generación térmica y eficiencia energética. Sin embargo, la limitada diversificación ha provocado crisis, como la de 2021, cuando los embalses alcanzaron mínimos históricos, aumentando significativamente los precios de la electricidad [20][21].
- **Chile:** Ha avanzado en la diversificación de su matriz mediante la integración de energías renovables no convencionales, reduciendo el impacto de las sequías en precios y confiabilidad. Además, utiliza contratos a largo plazo para estabilizar costos [22].
- **Noruega:** Mitiga la escasez hídrica mediante integración con mercados eléctricos regionales, optimizando recursos y garantizando estabilidad [23].

Otras investigaciones proponen estrategias para reducir la vulnerabilidad hidroeléctrica. Estas incluyen el monitoreo climático y de caudales[30][31], inversiones en infraestructura resiliente, modernización de plantas [31] y planes de gestión de sequías que equilibren demandas energéticas e hídricas [31]. También se recomienda flexibilizar las reglas operativas de embalses y adoptar escenarios que combinen hidroenergía con renovables [31][32].

Finalmente, destacan medidas como la gestión simplificada del agua basada en información histórica y la construcción de embalses secundarios para almacenamiento estratégico durante períodos húmedos [33][34]. Estas acciones pueden fortalecer la resiliencia del sistema hidroeléctrico frente al cambio climático y la variabilidad hidrológica.

Adicionalmente, la TABLA I presenta y compara estrategias específicas de gestión de embalses implementadas en Colombia, Brasil, Canadá y Noruega, países con una alta dependencia de la generación hidroeléctrica, enfocándose en su impacto en la seguridad energética.

TABLA I. Comparación mecanismos de gestión embalses Colombia, Brasil, Canadá y Noruega.

Descripción	Colombia	Brasil	Canadá	Noruega
Regulación o herramientas para gestión de embalses para uso energético	Estatuto de Desabastecimiento (Resolución CREG 2010)	Curva de embalsamiento – ONS 1998	Regulaciones provinciales y federales.	i) Modelos de gestión hidroeléctrica basados en modelos hidroeléctricos y económicos. ii) Mercados competitivos [23].
Detalle del mecanismo	Define criterios operativos en períodos de sequía, priorizando el uso para generación eléctrica térmica. Modifica la liquidación del	Curva que representa el almacenamiento de agua en los embalses, gestionada por la ONS y guía para decisiones operativas del despacho	Cada provincia opera embalses para generación hidroeléctrica, integrando sostenibilidad ambiental [35]. Algunas políticas específicas para utilizadas para asegurar el suministro son:	i) Estos modelos consideran la previsión meteorológica, la demanda energética y los niveles de los embalses para optimizar la generación y el almacenamiento [36]. ii) Noruega opera dentro del mercado eléctrico nórdico [23].. En casos de estrés, como sequías

	Cargo por Confiabilidad, define remuneración particular para el agua almacenada.	económico. Según esta se toman decisiones de prioridades y activar mecanismos por crisis hídricas.	- Despacho de plantas térmicas como respaldo. - Restricciones en las exportaciones de energía a otros países [35].	prolongadas, se adoptan medidas como: - Restricciones a las exportaciones. - Despacho prioritario a las plantas térmicas.
--	--	--	---	---

Por otro lado, un componente clave en la gestión de riesgos asociados a la variabilidad hídrica es el desarrollo de modelos de predicción climática e hidrológica. En Colombia, el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) proporciona pronósticos climáticos que sirven de base para la planificación del sistema eléctrico. Sin embargo, estudios recientes han señalado que los modelos actuales tienen limitaciones en cuanto a la precisión de sus predicciones a largo plazo, lo que dificulta la toma de decisiones en períodos críticos [24].

Autores como Cuevas [25] y Fernández [26] han propuesto el uso de modelos de aprendizaje automático para mejorar la precisión de las predicciones climáticas y optimizar la operación de los embalses. Estos avances podrían integrarse en la regulación para fortalecer los mecanismos existentes, como el ESRD, y anticipar eventos climáticos extremos con mayor efectividad.

El ESRD, creado en 2014, fue activado por primera vez en 2024, ofreciendo un caso de estudio clave para analizar su impacto. Según el Centro Nacional de Despacho (CND), las medidas implementadas preservaron los niveles de los embalses, evitando el desabastecimiento, aunque generaron un incremento del 52% en los precios del mercado mayorista [27]. Estudios previos destacan que, aunque el ESRD garantiza la confiabilidad del suministro a corto plazo, debe complementarse con estrategias a largo plazo para reducir la dependencia de la generación hidroeléctrica [28].

La literatura sobre regulación de mercados eléctricos y gestión hídrica subraya la necesidad de enfoques holísticos que combinen regulación efectiva, diversificación energética y desarrollo tecnológico. En Colombia, esto incluye fortalecer el ESRD, invertir en energías renovables no convencionales, mejorar los modelos de predicción climática y fomentar la cooperación regional para garantizar la sostenibilidad del sistema eléctrico [29].

4 ANÁLISIS ESRD

En esta sección se presenta un recorrido del ESRD con un análisis de su activación en Colombia entre el 30 de septiembre y el 20 de noviembre de 2024.

4.1 Activación del estatuto

El inicio del período de riesgo de desabastecimiento en el sistema eléctrico colombiano se determina mediante análisis técnicos realizados por el CND, que evalúa índices como el Índice de Precio de Bolsa Períodos Punta (PBP) y el Índice del Nivel de Embalses (NE). Si los niveles de embalses caen por debajo de una referencia ajustada o el PBP muestra presión en el sistema, el CND informa a la CREG, quien puede declarar oficialmente este estado[37].

El estatuto de desabastecimiento en Colombia, comparado con la curva de embalsamiento en Brasil, comparte el objetivo de preservar los niveles de los embalses para garantizar el suministro energético, pero difieren en su enfoque. Mientras que el mecanismo brasileño es una herramienta estática que regula los niveles mínimos de agua en los embalses con base en parámetros hidrológicos y climáticos, centrándose en la planificación hídrica a largo plazo, el de Colombia combina indicadores técnicos y de mercado.

Además, el ESRD no se limita únicamente a la identificación de un período crítico de suministro para la generación hidráulica; también establece normativas que inciden en el despacho programado, operativo e ideal, así como en los procedimientos de liquidación, tal como se detalla en los numerales siguientes.

4.2 Asignación de Compromisos EVE

Cuando se declara que el sistema eléctrico se encuentra en riesgo de desabastecimiento, se aplica el mecanismo para el sostenimiento de la confiabilidad y el procedimiento para la asignación de compromisos EVE (Energía que debe almacenarse en los embalses) a plantas hidráulicas, establecidos en las Resoluciones CREG 026 de 2014 [2] y CREG 155 de 2014 [38]. Estas medidas generan impactos en el despacho energético, descritos a continuación:

- **Compra de compromisos EVE:** Se asignan compromisos EVE a plantas hidráulicas con base en su precio en el predespacho ideal y su remanente de embalse. Para ello, el Centro Nacional de Despacho (CND) ajusta la oferta utilizando el precio de oferta ajustado, que se calcula considerando los precios más altos de las plantas térmicas.
- **Modificación de precios:** El precio de oferta ajustado, además de influir en la asignación de compromisos EVE, se adopta como el precio de referencia para otros aspectos del mercado, incluyendo el despacho ideal y la formación del precio de bolsa.

Durante la activación de este mecanismo, desde el 30 de septiembre hasta el 20 de noviembre, se observó que la introducción de generación térmica en el predespacho ideal difería de la generación térmica en el despacho real. Esto resultó en menores niveles de energía almacenada (EVE) y un incremento en los precios percibidos en el mercado. La Figura 1 presenta la comparación entre la generación térmica programada, real e ideal. Además, la Figura 2 ilustra el nivel agregado del embalse en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) para el mismo intervalo de tiempo, proporcionando un contexto integral de los efectos observados.

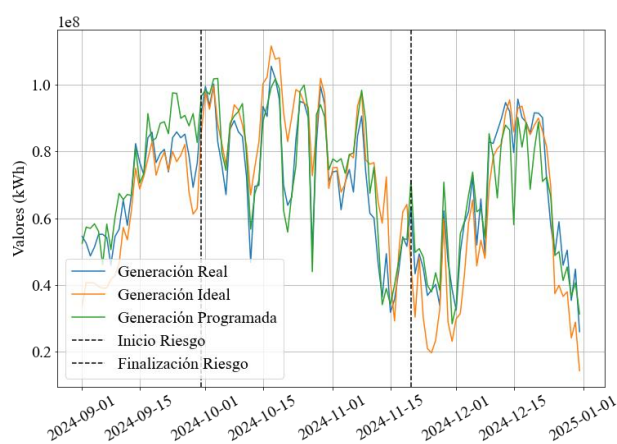


Figura 1. Generación Térmica Real, Ideal y Programada durante el periodo de riesgo del ESRD. Elaboración propia con información de Sinergox

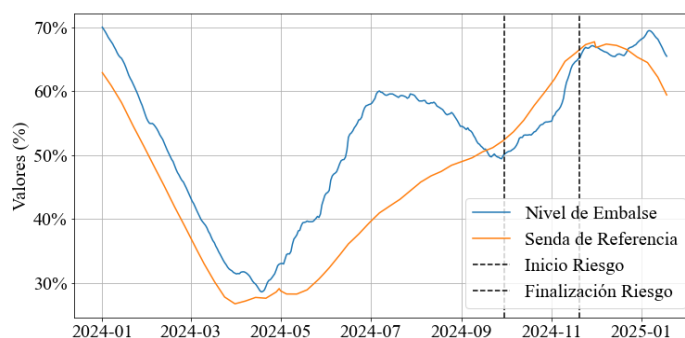


Figura 2. Nivel del Embalse del SIN y Senda de referencia en el periodo de riesgo del ESRD. Elaboración propia con información de XM tomada de Sinergox.

Como se muestra en la Figura 1, la activación del ESRD alteró el comportamiento de la generación térmica. Durante este período, se observó un mayor incremento en la generación ideal que en la real. Este comportamiento impacta los precios, ya que el despacho ideal determina el precio de bolsa y respalda las

obligaciones en el mercado. No obstante, en la práctica, no se logra preservar los embalses, ya que la generación hidráulica continúa predominando. Siendo así, se identifica que una manera más efectiva de preservar los embalses es a través de una meta térmica como restricción en el despacho programado y no solo como intervención de precios en el predespacho ideal.

4.3 Contabilización, generación y liquidación de la EVE

Después de la asignación de los compromisos EVE, se procede a contabilizar la generación de las plantas comprometidas para determinar, según las reglas del ESRD, la cantidad de generación remunerada como EVE (GEVE) y la cantidad de compromisos que permanecen almacenados en los embalses (QEVE). La determinación de estos valores se basa en parámetros como los niveles de embalse, la generación real y las asignaciones de entrega. Estos cálculos permiten evaluar la energía efectivamente entregada al sistema y la cantidad que permanece almacenada para su uso futuro, asegurando una gestión eficiente y transparente de los recursos hídricos.

La liquidación de la GEVE se realiza conforme al anexo 2 de la Resolución CREG 155 de 2014, considerando los compromisos asignados, las cantidades generadas y entregadas (GEVE) y el precio al que fueron adquiridos (PEVE). La energía entregada se valora al precio de compromiso establecido al momento de su adquisición, definido por la oferta del agente generador.

Durante el proceso de liquidación, las entregas de energía EVE se priorizan según las fechas de asignación, comenzando por los compromisos más antiguos. Si no se entrega la totalidad de la energía comprometida en un día, la porción no entregada se acumula para liquidaciones futuras. Adicionalmente, los ingresos del mercado (IT) asociados a la GEVE se liquidan según lo estipulado en la resolución. La diferencia entre el IT y el PEVE se distribuye entre los participantes del sistema, ya sea como costos de restricciones o ingresos adicionales, dependiendo de si el ingreso del mercado supera o no el precio de compromiso.

4.4 Efectos en el mercado de capacidad

El ESRD introdujo modificaciones al mercado de capacidad colombiano definido por la Resolución CREG 071 de 2006 y sus modificaciones y adiciones. En particular, establece que los compromisos de Obligaciones de Energía Firme (OEF) se reducen por las asignaciones diarias de EVE, lo que impacta directamente la remuneración asociada al mecanismo del cargo por confiabilidad. La Figura 3 muestra los valores de las OEF y la remuneración del cargo por confiabilidad durante el período de activación del estatuto de riesgo de desabastecimiento en 2024.

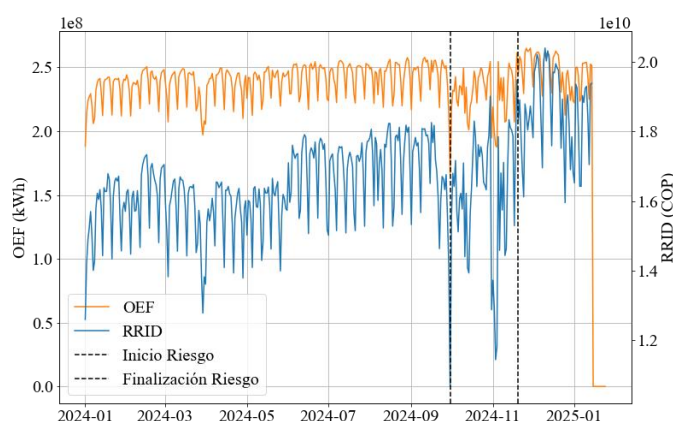


Figura 3. OEF y RRID. Elaboración propia con información de XM tomada de Sinergox.

Como se observa en la Figura 3, durante la activación del estatuto, se redujo el nivel de cubrimiento del mercado eléctrico colombiano con las OEF asignadas previamente a través del cargo por confiabilidad, obligaciones que han sido remuneradas por la demanda desde su aplicación. Esto plantea la necesidad de armonizar el mecanismo de confiabilidad, ya que su remuneración debería considerar escenarios de baja

hidrología. Además, resulta cuestionable que se mitiguen obligaciones previamente adquiridas por los generadores bajo este esquema.

4.5 Efectos en mercado de corto plazo

Finalmente, en el mercado de corto plazo, el efecto del estatuto radica en el ajuste de precios realizado durante la asignación de compromisos EVE. Esta afecta tanto el despacho ideal como el cálculo del precio de bolsa, ya que los valores utilizados incluyen los ajustes aplicados. Como resultado, se observa un incremento en el precio de bolsa. En la Figura 4 se presenta el comportamiento del precio durante el período de activación del estatuto, evidenciando el impacto de estas medidas.

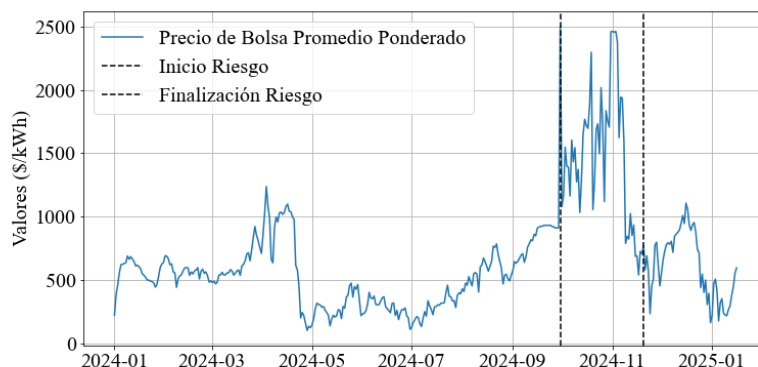


Figura 4. Precio promedio ponderado de Bolsa. Elaboración propia con información de XM tomada de Sinergox.

Como se muestra en la Figura 4, el precio de bolsa experimentó un incremento significativo tras la implementación de estas medidas, pasando de un promedio de 700 \$/kWh a 2.500 \$/kWh. Este aumento se atribuye a la intervención en los precios derivada de las asignaciones de EVE realizadas. Sin embargo, es importante destacar el impacto que esto genera en la demanda, ya que los precios elevados afectan directamente las tarifas percibidas por los consumidores.

5 CONCLUSIONES

La activación del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento (ESRD) en 2024 permitió preservar los niveles de los embalses y garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico en condiciones hidrológicas críticas. Sin embargo, esta medida tuvo como consecuencia un incremento en los costos de generación y en los precios del mercado mayorista, lo que impacta directamente a los consumidores. Este escenario subraya la necesidad de implementar estrategias que mitiguen los efectos económicos, especialmente en períodos de estrés hidrológico, y que armonicen el ESRD con otros mecanismos, como el cargo por confiabilidad.

Por otro lado, la alta dependencia de Colombia en la generación hidroeléctrica evidencia la importancia de diversificar la matriz energética. La incorporación de fuentes renovables no convencionales, como la solar y la eólica, resulta esencial para reducir la vulnerabilidad del sistema eléctrico frente a fenómenos climáticos extremos, así como para estabilizar los costos de generación a largo plazo. En este contexto, el aprendizaje de experiencias internacionales es clave.

En efecto, países como Brasil, Noruega, Chile y Canadá han implementado estrategias que ofrecen valiosas lecciones para Colombia. Estas incluyen la diversificación de la matriz energética, la integración de mercados eléctricos regionales y la adopción de modelos avanzados de gestión hídrica, los cuales han demostrado fortalecer la resiliencia de sus sistemas eléctricos frente a la variabilidad climática. Estas prácticas internacionales resaltan la necesidad de adoptar enfoques integrales en el ámbito nacional.

Aunque el ESRD ha demostrado ser efectivo para garantizar la confiabilidad del suministro en el corto plazo, se requiere fortalecer el marco regulatorio colombiano. Esto implica la integración de modelos de predicción climática avanzados, el diseño de planes de gestión de sequías y la flexibilización de las reglas operativas para la gestión de embalses. Estos elementos son fundamentales para garantizar un sistema eléctrico más sostenible y resiliente a futuro.

6 REFERENCIAS

- [1] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Cómo funciona el mercado eléctrico de Colombia.” <https://creg.gov.co/publicaciones/8206/como-funciona-el-mercado-electrico-de-colombia/>.
- [2] C. de R. de E. y G. (CREG), “Resolución 026 de 2014: Por la cual se reglamenta el Cargo por Confiabilidad y se dictan otras disposiciones,” 2014. <https://www.creg.gov.co>.
- [3] Ministerio de Minas y Energía, “Mantenemos acciones preventivas para el suministro de energía,” 2024. <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/mantenemos-acciones-preventivas-para-el-suministro-de-energia/>.
- [4] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “CIRCULAR No. 072 de 2024: ACTIVACIÓN DEL MECANISMO PARA EL SOSTENIMIENTO DE LA CONFIABILIDAD,” 2024. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Circular_CREG_072_2024/.
- [5] F. Ramírez, “La competencia, la regulación y la desregulación,” *La Política Competencia y el Proceso Regul. en México 1993-1999*, pp. 1–40, 1997.
- [6] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Funciones y deberes,” 2013. <https://creg.gov.co/publicaciones/7812/funciones/>.
- [7] Colombia. Comisión de Regulación de Energía y gas (CREG), *Documento CREG Cargo por Confiabilidad*. 2006, p. 4.
- [8] Ministerio de Minas y Energía, “Resolución MME 40116 de 2024.” https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40116_2024.htm.
- [9] Sectorial, “La dependencia de hidroeléctricas en Colombia es un riesgo en la seguridad energética,” 2024. <https://sectorial.co/informativa-energia/dependencia-de-hidroelectricas-en-colombia/?>
- [10] C. M. Gómez Pérez and J. Barrientos Marín, “Pricing evolution in the Colombian electricity market: Does regulation matter?,” *Electr. J.*, vol. 36, no. 9–10, 2023, doi: 10.1016/j.tej.2023.107340.
- [11] Institución del agua, “Gestión de Recursos Hídricos en Brasil: Un Análisis Profundo y Actualizado,” 2023. <https://institutodelagua.es/recursos-hidricos/gestao-de-recursos-hidricos-no-brasilrecursos-hidricos/?>
- [12] Instituto sistemas complejos de Ingeniería, “El triple impacto de la diversificación de la matriz energética,” 2021. <https://isci.cl/el-triple-impacto-de-la-diversificacion-de-la-matriz-energetica/?>
- [13] R. internacional de O. de cuenca (RIOCI), “Entrevista – Anders Iversen, Coordinador Nacional del Agua, Comité Nacional del Agua (Noruega),” 2023. <https://www.inbo-news.org/es/entrevista-anders-iversen-coordinador-nacional-del-agua-comite-nacional-del-agua-noruega/?>
- [14] S. Basualto *et al.*, “Modelos de gestión, conflictos y mediación en cuencas hidrográficas: los casos de España y Brasil y su aplicabilidad a Chile,” *Aqua-LAC*, vol. 11, no. 1. pp. 66–76, 2019, doi: 10.29104/phi-aqualac/2019-v11-1-05.
- [15] J. Pérez, “La Planificación para la gestión integrada de los recursos hídricos,” 2006, [Online]. Available: <https://unstats.un.org/unsd/envaccounting/workshops/domrepublic2007/IWRM.ppt>.
- [16] M. R. y A. V. Raúl O’Ryan, “Oportunidades para una reactivación resiliente,” *Com. Cient. cambio climático*, 2023.
- [17] E. Roberto, S. García, R. Laura, P. Edith, J. Manuel, and F. Morales, “Mapa de ruta y estrategia alterna de transición energética para el Sector Eléctrico Nacional . La importancia de la generación distribuida a nivel regional . Road Map and Alternative Energy Transition Strategy for the National Electricity Sector . The imp,” vol. 8, no. 15, pp. 23–40.
- [18] Acolgen, “Lecciones Fenomeno de Niño 2015 - 2016,” pp. 1–54, 2016.
- [19] D. Cardona, “Hacia una matriz energética sostenible en Colombia . Una revisión sistemática de la literatura Towards a sustainable energy matrix in Colombia . A systematic literature review,” vol. 35, no. 5, pp. 1–16, 2024.
- [20] R. Rosental, *Integración y Seguridad Eléctrica en América Latina*. 2017.

- [21] A. L. Guerrero, “Geopolítica de la Transformación Energética Global y Dinámicas Territoriales de la Transición Energética en Sudamérica,” *Ambient. Soc.*, vol. 24, 2021, [Online]. Available: <https://www.scielo.br/j/asoc/a/6HTZWdf3h7dg3QgpknNCQbm/?format=pdf&lang=es>.
- [22] G. Fabián, “La energía en Chile,” *ESCENARIOS Actual. La energía en Chile*, pp. 40–45.
- [23] J. Jairo and C. Mario, “La integración energética de los países nórdicos -Nord Pool- lecciones para otros mercados,” *Lect. Econ.*, vol. unknown, no. 64, pp. 119–142, 2006.
- [24] A. F. Hurtado Montoya and Ó. J. Mesa Sánchez, “Cambio Climático Y Variabilidad Espacio – Temporal De La Precipitación En Colombia,” *Rev. EIA*, vol. 12, no. 24, pp. 131–150, 2015, doi: 10.24050/reia.v12i24.879.
- [25] V. L. B. Cuevas Velasquez, “Modelo de gestión de un embalse en tiempo real durante avenidas basado en redes bayesianas entrenadas con el método de optimización PLEM,” *Ingenieria_Civil_2014_3*, p. 203, 2015, [Online]. Available: <http://oa.upm.es/38780/>.
- [26] B. Fernández-Baldeón, D. Quino-Pulache, and B. Meneses-Claudio, “Machine Learning for predicting climate change in the environment: Review,” *Salud, Cienc. y Tecnol. - Ser. Conf.*, vol. 2, 2023, doi: 10.56294/sctconf2023465.
- [27] XM, “Informe cnd dirigido al cno,” 2024.
- [28] C. Comisión de Regulación de Energía y Gas, “MODIFICACIÓN DEL ESTATUTO PARA SITUACIONES DE RIESGO DE DESABASTECIMIENTO (RESOLUCIONES CREG 026 Y 155 DE 2014),” 2020.
- [29] R. Campo, “Estudio comparativo de modelos de mercado eléctrico, estructura institucional, métodos de regulación y estructuras tarifarias,” *Organ. Latinoam. Energía*, pp. 1–14, 2015, [Online]. Available: <https://www.olade.org/wp-content/uploads/2021/03/Estudio-Comparativo-modelos-mercado-electrico-metodos-de-regulacion-y-estructura-tarifaria-6-paises.pdf>.
- [30] V. de S. Dias, M. P. da Luz, G. M. Medero, and D. T. F. Nascimento, “An overview of hydropower reservoirs in Brazil: Current situation, future perspectives and impacts of climate change,” *Water (Switzerland)*, vol. 10, no. 5, 2018, doi: 10.3390/w10050592.
- [31] P. Mukheibir, “Potential consequences of projected climate change impacts on hydroelectricity generation,” *Clim. Chang.*, vol. 121, no. 67–78, 2013.
- [32] N. Parkinson, S.C.; Djilali, “Robust response to hydro-climatic change in electricity generation planning,” *Clim. Chang.*, vol. 130, pp. 475–489, 2015.
- [33] J. I. López-Moreno *et al.*, “Impact of climate and land use change on water availability and reservoir management: Scenarios in the Upper Aragón River, Spanish Pyrenees,” *Sci. Total Environ.*, vol. 493, pp. 1222–1231, 2014, doi: 10.1016/j.scitotenv.2013.09.031.
- [34] J. D. Hunt, M. A. V. Freitas, and A. O. Pereira Junior, “Enhanced-Pumped-Storage: Combining pumped-storage in a yearly storage cycle with dams in cascade in Brazil,” *Energy*, vol. 78, pp. 513–523, 2014, doi: 10.1016/j.energy.2014.10.038.
- [35] I. Rodríguez Peña and A. Puyana Mutis, “Seguridad energética en México, Estados Unidos y Canadá de 1980 al 2016. Centralidad del petróleo y la incorporación de temas ambientales,” *Norteamérica*, vol. 15, no. 2, pp. 9–37, 2020, doi: 10.22201/cisan.24487228e.2020.2.401.
- [36] Statkraft, “Statkraft manages significant Norwegian hydropower resources and is Norway’s largest power generator and Europe’s largest producer of renewable energy. The company’s origins go back to 1895 and is today one of the country’s largest groups. The headquarter.” <https://www.statkraft.com/about-statkraft/where-we-operate/norway/>.
- [37] C. Comisión de Regulación de Energía y Gas, “Resolución CREG 209 de 2020.”.
- [38] C. Comisión de Regulación de Energía y Gas, “Resolución CREG 155 de 2014.”.