

ANDEG – 077- 2026

Bogotá D.C., agosto 14 de 2026

Doctora

Adriana Jiménez Delgado

Directora Ejecutiva

Comisión de Regulación de Energía y Gas- CREG

Ciudad

Asunto: Comentarios al Proyecto de Resolución CREG 701 143 de 2026, "Por la cual se adopta el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento en el Mercado de Energía Mayorista, como parte del Reglamento de Operación, y se sustituyen las Resoluciones CREG 026 de 2014, CREG 155 de 2014 y CREG 209 de 2020"

Respetada señora Directora:

Desde ANDEG y sus empresas afiliadas, agradecemos a la Comisión la revisión del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento (ESRD) contenido en la Resolución CREG 026 de 2014 y sus modificaciones, además del taller realizado para presentar la propuesta regulatoria y atender los comentarios de los agentes el día 11 de agosto de 2026.

Sobre el funcionamiento del mecanismo, nuestra Asociación ha manifestado su preocupación en distintas oportunidades, en particular mediante las comunicaciones ANDEG-114-2024, 044-2025, 028-2026 y 041-2026, en las que expusimos que el proceso de aplicación del ESRD tuvo ineficiencias, distorsiones y sobre costos para el SIN, situación que debe abordarse desde la perspectiva de mitigación de impactos y aseguramiento para la atención de la demanda. En la misma línea, desde ANDEG consideramos que la implementación del mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad entre septiembre y noviembre de 2024 no maximizó el uso de la generación térmica en el despacho real, lo cual dificultó alcanzar el objetivo de un embalsamiento más eficiente mediante la generación de energía firme, y, de hecho, su aplicación generó una inadecuada asignación de riesgos entre los agentes de la cadena y costos adicionales para la demanda de energía.

Antes de presentar formalmente nuestros comentarios sobre la presente propuesta regulatoria, aprovechamos este espacio para resaltar que cualquier esquema de intervención que establezca metas de generación térmica, requiere que se garantice el cumplimiento de 3 objetivos: i) mitigar la degradación del embalse en el SIN, ii) asegurar la adecuada remuneración de los recursos que

contribuyen efectivamente al ahorro del agua en los embalses, caso de las plantas térmicas, con lo que este tipo de activos accedan al capital de trabajo para la compra de combustible, en particular, frente a la ocurrencia de eventos de hidrología crítica, y 3) minimizar el valor de las desviaciones de los agentes frente a los compromisos de generación, con lo que es fundamental que el esquema a implementar por la CREG valore adecuadamente los requerimientos de generación térmica en función de los niveles de embalse. Al respecto, se propone que la Comisión establezca criterios de valoración de las desviaciones entre aquellas atribuibles a los agentes y las resultantes de decisiones operativas en el SIN, evitando así **señales económicas que penalicen a los agentes por cumplir objetivos de seguridad y confiabilidad energética**.

En el contexto anterior, antes de poner en la mesa cualquier propuesta de implementación de esquemas de “administración de los recursos de generación térmica”, como la señalada en la propuesta normativa, es **fundamental que el Gobierno Nacional gestione a través del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y del Ministerio de Minas y Energía- quienes hacen parte del cuerpo decisorio de la CREG- el pago de las acreencias de la empresa intervenida Air-e con el SIN**, que a julio de 2026 ascienden a por lo menos \$3,3 billones de pesos, **y en especial con las plantas térmicas, que ascienden a \$2,1 billones de pesos. En adición, se deberá autorizar al Fondo Empresarial de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – quien participa en las sesiones de la CREG- sin voto-, un crédito de tesorería con la Nación por un valor de 2 billones de pesos, con el fin de asegurar la operación de Air-e durante los próximos meses, y de esta forma, se mitigue el monto de la deuda de la Nación con las empresas del SIN por concepto del pago de los compromisos de la empresa intervenida en el mercado eléctrico, y de esta manera, haya una aplicación efectiva de un esquema como el planteado en la Resolución CREG 701 143 de 2026.**

A continuación, nos permitimos presentar nuestros comentarios sobre el proyecto de resolución en consulta:

1. Sobre el despacho de un valor mínimo de generación térmica

El artículo 10 del proyecto regulatorio indica que *“durante el período de riesgo de desabastecimiento el CND programará e incluirá en el redespacho la generación térmica necesaria para cumplir, **como mínimo, la generación térmica asociada a la curva ISO-GT en la que se ubique el nivel real del embalse parcial del sistema**”, y que dicha generación “se incorporará al despacho económico y redespacho, en los mismos términos en que fue programada”* (negrilla fuera del texto).

De esta redacción se interpreta que, si la generación mínima térmica no sale en el despacho en mérito, saldrá despachada fuera de mérito.

Por ello es importante que la resolución señale expresamente cómo será remunerada esa energía. Desde ANDEG consideramos que dicha remuneración no puede limitarse a los costos de la Resolución CREG 034 de 2001, en la medida en que debe garantizarse una adecuada remuneración para los agentes que contribuyen a preservar los recursos energéticos del sistema en el contexto de la confiabilidad.

En todo caso, la modificación del mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad debe ir de la mano de un ajuste a las desviaciones negativas, pues, según lo presentamos en los documentos anexos a esta comunicación, las transacciones por concepto de desviaciones de OEF aumentaron más de un 800% durante la aplicación del mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad del ESRD en el 2024, frente a la operación normal del mercado en condición de escasez.

2. Sobre los criterios de costo de oportunidad de las ofertas de precio

Consideramos adecuado que el nuevo esquema a implementar por la CREG respecto a establecer metas de generación térmica, sea viable no solo desde el punto de vista del modelamiento energético, sino que también debe garantizar que dichas metas sean técnica, operativa y económicamente alcanzables.

Como primera medida, tenemos la inquietud sobre la revisión del cumplimiento de los criterios previstos en el Artículo 11.b. del texto propuesto, dado que el reporte de los costos de combustibles se realiza en \$/MBTU y no en \$/kWh, por lo que **solicitamos precisar las variables que utilizará el CND para verificar el cumplimiento de la propuesta por parte de los agentes.**

Así mismo, consideramos que las metas de generación térmica asociadas a las curvas ISO-GT deben reflejar las condiciones reales de abastecimiento de combustibles y de infraestructura disponible para el suministro. Esto permitirá que las señales regulatorias sean consistentes con las capacidades físicas reales del parque generador.

En general, el artículo 11 del proyecto regulatorio desarrolla los "*criterios de costo de oportunidad de las ofertas de precio*". Frente a esto,

consideramos que el costo de oportunidad se define estrictamente como el valor o beneficio neto de la mejor alternativa sacrificada al tomar una decisión económica determinada. En este sentido, el hecho de delimitarlo regulatoriamente mediante criterios definidos desvirtúa la naturaleza dinámica del concepto y corre el riesgo de desalinearse no solo del valor real de mercado de la energía, sino de no reflejar siquiera los verdaderos costos operativos y las restricciones técnicas de corto plazo que enfrenta cada planta en tiempo real. Si los costos que se establecen en los criterios no reflejan el valor real, se obligaría a los agentes a despachar a pérdidas, lo cual no solo vulnera el principio de libre formación de precios, sino que pone en riesgo estructural la confiabilidad del sistema al desincentivar el aprovisionamiento eficiente de combustibles. Así las cosas, sugerimos modificar el concepto de *"criterios de costo de oportunidad de las ofertas de precio"* por *"criterios de definición de las ofertas de precios"*.

Si bien entendemos que el criterio particular planteado del esquema propuesto de la CREG está sustentado en los costos definidos en la Resolución CREG 034 de 2001 del mes inmediatamente anterior, teniendo en cuenta los costos variables de la térmica más costosa, consideramos que la propuesta contenida en el artículo 11 debe precisarse frente al contenido planteado en el numeral 4.5.2 del Documento Soporte en donde se hace referencia a "la térmica a líquidos más costosa".

De lo anterior, cuando la CREG considera en el proyecto de resolución el valor de la térmica más costosa (Art 11.b), resaltamos que el mismo Regulador está reconociendo las fluctuaciones propias de la coyuntura internacional cambiante, tanto en el precio de los combustibles importados como en la exposición directa a la Tasa Representativa del Mercado (TRM).

Esta consideración tenida en cuenta por la CREG cobra especial relevancia en el contexto de la creciente dependencia del parque generador colombiano de energéticos importados, como el Gas Natural Licuado (GNL) y los combustibles líquidos. La volatilidad geopolítica internacional se traslada al mercado local en cuestión de días o semanas: muestra de ello fue la coyuntura de abril de 2026, cuando eventos en el Estrecho de Ormuz causaron que el precio spot del GNL se incrementara un 35% en Europa (TTF) y un 51% en Asia (JKM) en un lapso de solo ocho semanas.

En este sentido, del contenido del proyecto de resolución en el Artículo 11, destacamos que prevalece el criterio regulatorio frente al que las ofertas de precio de las plantas térmicas deben reflejar la mejor estimación de sus costos variables de generación según la Resolución CREG 055 de 1994

modificado por la Resolución CREG 101 113 de 2026 para cada día de operación (Artículo 6):

ARTÍCULO 6. OFERTAS DE PRECIO EN LA BOLSA DE ENERGÍA. <Artículo modificado por el artículo 80 de la Resolución 101 113 de 2026. El nuevo texto es el siguiente:> Los precios a los cuales las empresas generadoras ofrezcan diariamente al Centro Nacional de Despacho (CND) energía de sus unidades de generación o SAEB independientes que representen o recursos de generación híbridos que representen, por unidad de energía generada cada hora en el día siguiente, deben reflejar los costos variables de generación o de descarga del SAEB en los que esperan incurrir, teniendo en cuenta:

1.1 Para plantas termoeléctricas (con o sin sistemas de almacenamiento de energía con baterías - SAEB): el costo incremental del combustible, el costo incremental de administración, operación y mantenimiento y la eficiencia térmica de la planta. (...)

Recordemos que los costos de los combustibles reportados por las plantas térmicas ya surten el mecanismo de auditoría establecido por las Resoluciones CREG 044 y 207 de 2020.

No obstante, señalamos que el Regulador debe revisar el esquema regulatorio planteado en lo relacionado con que el cálculo del precio de oferta tenga como referencia el mes inmediatamente anterior. Esto, dado que la propuesta impone un rezago de hasta 60 días, forzando al agente térmico a subvalorar su costo real de reposición y exponiéndolo a generar a pérdida o a no poder reponer el inventario consumido. En consecuencia, consideramos adecuado acotar la ventana de tiempo planteada en el texto del proyecto de resolución a una ventana móvil de 7 días y, dada la variación de costos de los energéticos, flexibilizar el margen a considerar al 10%. Así, se considerarían, incluso, los costos incrementales asociados a la operación intensiva y flexible de las unidades durante el período de riesgo.

De otro lado, observamos que la publicación para comentarios de la propuesta normativa contenida en la Resolución CREG 701 143 de 2026 es una oportunidad para solicitar la revisión de los costos de la Resolución CREG 034 de 2001, dadas las exigencias del ciclaje continuo al parque térmico, que aceleran el desgaste termomecánico por fatiga hasta nueve veces más rápido que el diseño original, una realidad cuyo costo por evento no reconoce la actual regulación del COM de la Res. CREG 034 de 2001. **Frente a esta problemática estructural, intensificada por la penetración de renovables y retrasos en proyectos, se realizó un**

estudio el cual propone, basado en estándares internacionales como NREL e Intertek, actualizar el COM dividiéndolo en un componente de fluencia por generación y uno de fatiga por arranques efectivos¹.

Sobre el criterio de costo de oportunidad para plantas hidráulicas con regulación de embalse mayor a un día, consideramos que la valoración no debe estar sujeta a recursos térmicos que no ayuden en el embalsamiento, es decir, plantas que por tener un precio de oferta más alto no entran en el despacho. En el primer punto de la curva, asociado al nivel mínimo técnico del volumen útil del embalse, solicitamos que se tenga en cuenta **el costo variable más alto de la planta térmica que cuente con Obligaciones de Energía Firme con el sistema.** En la misma línea, en el segundo punto, asociado al porcentaje (X%) del volumen útil del embalse que defina la CREG, solicitamos considerar **el costo variable más alto de las plantas térmicas a gas que tengan Obligaciones de Energía Firme con el sistema.** Esto, con el fin de garantizar que el criterio sea eficiente y no lleve a sobrecostos.

Así mismo, y a fin de garantizar el despacho económico de la generación térmica y mitigar el riesgo de que el precio de la bolsa se reduzca por la gestión de riesgos de los agentes hidráulicos frente a su portafolio de contratos, sugerimos que se reglamente un piso para la oferta de las plantas hidráulicas con regulación de embalse mayor a un día, como mínimo el 95% del Precio de Escasez de Activación, de tal forma que las plantas a gas con obligaciones de suministro en contratos de Opción de Compra de Gas (OCG) puedan entrar en el despacho.

Finalmente, frente al párrafo 5 del artículo 11, manifestamos nuestra inconformidad con la utilización del término "incumplimiento", dado que la propia Comisión plantea estos criterios desde una perspectiva orientativa y metodológica. Por lo tanto, el distanciamiento de dichos parámetros por parte de un agente, en pleno ejercicio de su derecho a la libertad de oferta y a sus costos asociados, no debería catalogarse como un incumplimiento normativo. De hecho, los agentes térmicos deben contar con la libertad de realizar sus ofertas, incluso si estas quedan por fuera del margen sugerido, siempre que se tenga la justificación correspondiente de acuerdo con lo indicado en el taller.

¹ Estudio remitido a la CREG mediante carta ANDEG 071-2026, la cual se anexa a la presente comunicación.

3. Sobre la finalización del período de riesgo de desabastecimiento

El artículo 7 del proyecto regulatorio establece que el período finalizará cuando la Hidrología promedio móvil de los treinta días anteriores a la fecha de cálculo (HidPM30) supere el 80% de su media histórica mensual, o cuando el nivel real del embalse parcial del sistema supere el umbral ISO-térmica. Consideramos que el criterio de treinta días para la variable de hidrología promedio móvil puede generar que el ESRD continúe activado durante un período en el que las condiciones hidrológicas presenten mejoría, sin que sea necesaria la continuación del mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad que provoca una intervención masiva en el mercado.

4. Sobre la importancia de la presentación de simulaciones de la propuesta

Dada la magnitud de los ajustes que se proponen en la Resolución CREG 701 143 de 2026, sumado a las experiencias negativas previas con la aplicación de la Resolución CREG 026 de 2014 y sus resoluciones complementarias, consideramos indispensable que se realicen simulaciones de la nueva propuesta, tanto de los indicadores para el establecimiento de la condición de vigilancia y alerta del sistema, como del funcionamiento completo del mecanismo para el sostenimiento de la confiabilidad y de las condiciones de finalización del período de riesgo, con el fin de identificar oportunamente los posibles impactos de estas nuevas reglas para el Sistema. Así las cosas, deben establecerse criterios cuantitativos y verificables que determinen cuándo procede una actualización extraordinaria de las curvas ISO-GT, así como los mecanismos de divulgación a los agentes del SIN.

5. Sobre la remuneración de la confiabilidad adicional durante el Fenómeno de El Niño

Se considera conveniente que la CREG evalúe mecanismos que permitan aprovechar durante situaciones de riesgo de desabastecimiento la capacidad adicional disponible en el sistema, incluyendo incrementos de capacidad de plantas existentes, recursos sin OEF asignadas y capacidad excedentaria incorporada con posterioridad a los procesos de asignación del Cargo por Confiabilidad. Estos recursos pueden aportar energía efectiva, flexibilidad operativa y respaldo adicional al Sistema Interconectado Nacional, por lo que resulta importante establecer

mecanismos transparentes que reconozcan y remuneren adecuadamente su contribución a la confiabilidad del sistema.

Al respecto, observamos que, acorde con el lineamiento de remuneración de la generación mínima térmica planteado en esta resolución, la CREG debería valorar la definición de un incentivo adicional desde la perspectiva de remuneración, en función del aporte efectivo de dichos recursos a la confiabilidad del sistema, especialmente, durante situaciones de Hidrología Crítica.

En ese sentido, consideramos que, **para las plantas de altos costos variables que presentan:** i) incrementos de capacidad de plantas existentes, ii) recursos sin OEF asignadas y iii) capacidad excedentaria, **y que hacen parte del despacho central, su aporte a la confiabilidad sea remunerado considerando los costos de la Resolución CREG 034 de 2001, con un margen del 10%, en el sentido de lo señalado en el numeral 2 de este documento.**

Sin otro particular, nos es grato suscribirnos de la Señora Directora.

Cordialmente,

Alejandro Castañeda Cuervo
Presidente Ejecutivo

Copia:

Dra. María Nohemí Arboleda, Ministra, Ministerio de Minas y Energía

Dr. Miguel Gómez Martínez, Ministro de Hacienda y Crédito Público

Dr. Armando Cuello Navarro, Viceministro de Energía

Expertos Comisionados CREG

Dr. Juan Carlos Morales, Gerente (E) de XM SA ESP

Anexo:

- ANDEG-114-2024: Balance sobre la aplicación del mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD durante el año 2024.
- ANDEG-044-2025: Senda de referencia estación de invierno 2025.
- ANDEG-028-2026: Modificación del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento.
- ANDEG-041-2026: Circular CREG 267 de 2026 – Propuestas y Estudios para la modificación del ESRD.
- ANDEG 071-2026 y Estudio Técnico, Regulatorio y Operativo sobre el Impacto del Ciclaje en las Plantas Térmicas del SIN (julio de 2026)

ANDEG-114-2024

Bogotá, D.C., Diciembre 19 de 2024

Doctor
Omar Andrés Camacho Morales
Ministro
Ministerio de Minas y Energía
Ciudad

Doctor
Antonio Jiménez Rivera
Director Ejecutivo
Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG
Ciudad

Asunto: Balance sobre la aplicación del mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD durante el año 2024

Respetados Señores Ministro y Director:

Desde ANDEG, queremos resaltar nuevamente el esfuerzo del Gobierno Nacional en el seguimiento de las variables energéticas en el marco de la operación del mercado eléctrico, desde la perspectiva de mitigar los riesgos de desabastecimiento dados por eventos coyunturales relacionados con bajos aportes de hidrología y/o estación de verano. En el contexto anterior, la regulación ha desarrollado mecanismos que se han diseñado en el contexto del desarrollo institucional de la CREG, para: 1) preservar los recursos energéticos y 2), se minimicen los riesgos de desatención de la demanda.

De esta manera, resaltamos que, por primera vez, se haya implementado en el segundo semestre del año 2024, las medidas planteadas para una condición de Riesgo del sistema a través del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD, establecido través de las Resoluciones CREG 026 y 155 de 2014, lo anterior, dada la situación de bajos niveles de embalses, sumada a un precio elevado en el mercado mayorista, lo que ocasionó:

1. La implementación del mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad frente a la necesidad de proteger los recursos hídricos, a fin de mitigar la degradación del embalse del SIN.
2. La activación de las obligaciones del Cargo por Confiabilidad.

Al respecto, creemos que, para lograr una señal más clara de su implementación y promover el ahorro de los recursos energéticos en el marco de la adecuada gestión de riesgos, es fundamental evaluar posibles ajustes al Estatuto, en especial al mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad, en el contexto de la sostenibilidad energética del SIN, como lo presentamos a continuación.

1. Balance Oferta/Demanda de energía

Como primera medida, es importante señalar que, en 2014 se preveía un esquema de mayor oferta en el SIN a partir del Plan de Expansión de Generación 2014-2028. De hecho, se tenía previsto para el año 2024 una demanda de cerca de 7113¹ GWh-mes (cerca de 8% superior a la demanda registrada actualmente) con cerca de 237GWh-día de OEF (cerca de 8% superior a la OEF del periodo 2023-2024), con lo cual, frente a una situación de hidrología crítica, no se preveía una señal de demanda no cubierta en el SIN, dado que el esquema del Cargo por Confiabilidad prevé el mecanismo normativo para asegurar el abastecimiento de la demanda en condiciones de escasez. No obstante, como lo exponemos más adelante, la aplicación simultánea de la exigencia de OEF y de las medidas del Estatuto asociadas al mecanismo de Energía Vendida y Embalsada -EVE- ocasionó que en algunos días de los meses recientes, se haya presentado demanda no cubierta en el SIN, lo cual, a todas luces, es sujeto de revisión en el marco de dar señales de alerta frente a los posibles déficit de energía firme que se presentan para atender los picos de consumo en el SIN durante situaciones de hidrología crítica.

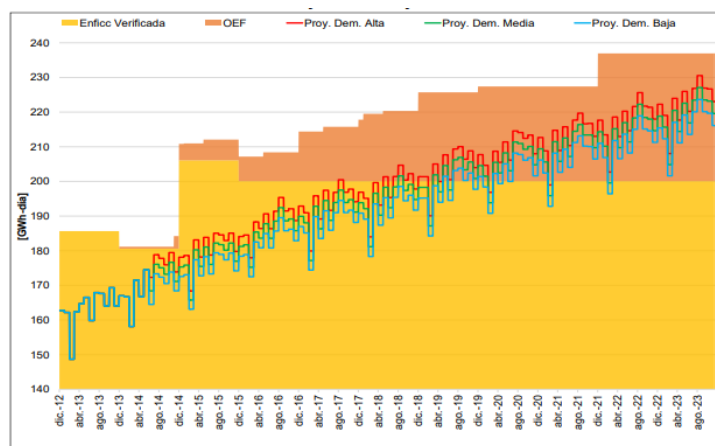


Figura 1. ENFICC verificada y OEF vs Proyecciones de demanda Julio 2014²

2. Revisión del impacto de la aplicación del Mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad del ESRD

Desde ANDEG, consideramos que el mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad requiere una evaluación económica profunda, basada en la experiencia de su aplicación reciente. Esto se debe a que, en el proceso llevado a cabo de aplicación de las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 026 y 155 de 2014, hubo ineficiencias, distorsiones y sobrecostos para el Sistema,

¹ http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2014/Plan_GT_2014-2028.pdf

² Tomado de: http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2014/Plan_GT_2014-2028.pdf

que debe abordarse desde la perspectiva mitigación de impactos y aseguramiento para atención de la demanda. Además, desde nuestra Agremiación consideramos que la implementación del mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad no maximizó el uso de la generación térmica en el despacho real, lo cual dificultó alcanzar el objetivo de un embalsamiento más eficiente mediante la generación de energía firme, tal como se observa en la Figura 2.

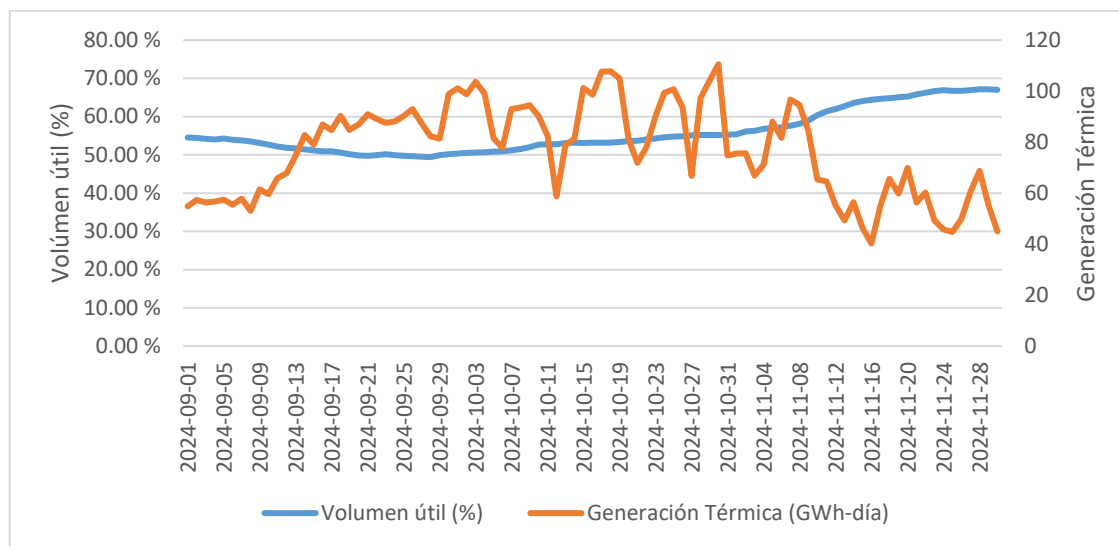


Figura 2. Relación Volumen útil vs Generación Térmica. Fuente: XM

En este sentido, vemos necesario evaluar el mecanismo de manera integral. Por ejemplo, para el mes de octubre de 2024, según datos de XM³, la Energía Vendida y Embalsada-EVE fue de 1.010 GWh, lo cual impone un sobrecosto para la demanda de aproximadamente \$1 billón de pesos, en adición a un estimado 500 GWh del mes de noviembre, lo que en su conjunto, alrededor de 1.5 billones de pesos, serán asumidos por los usuarios en el componente de Restricciones durante los próximos 3 años.

Es importante destacar que, durante la implementación del mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad, las transacciones de energía experimentaron un aumento considerable. En la Figura 3, se muestra el monto total de las transacciones por concepto de desviaciones de OEF en los meses en los que se activó de forma natural el Cargo por Confiabilidad (octubre de 2023 y abril de 2024), así como en los meses de septiembre a noviembre de 2024, cuando se aplicó el mecanismo del ESRD. Se puede observar claramente, que, con la aplicación del mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad, las transacciones aumentaron más de un 800%, frente a la operación normal del mercado en condición de escasez; aquí, es preciso señalar que aproximadamente medio

³ <https://www.xm.com.co/noticias/7327-informe-de-xm-sobre-las-variables-del-mercado-de-energia-en-octubre-de-2024>

billón de pesos serán asumidos por los usuarios⁴, dada la situación de Demanda No Cubierta presentada.

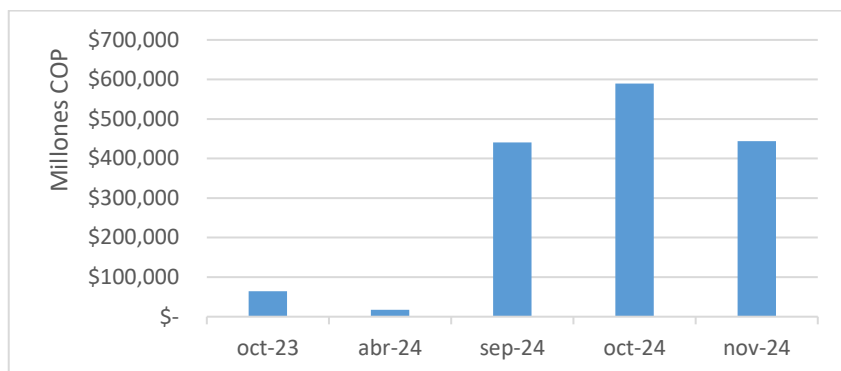
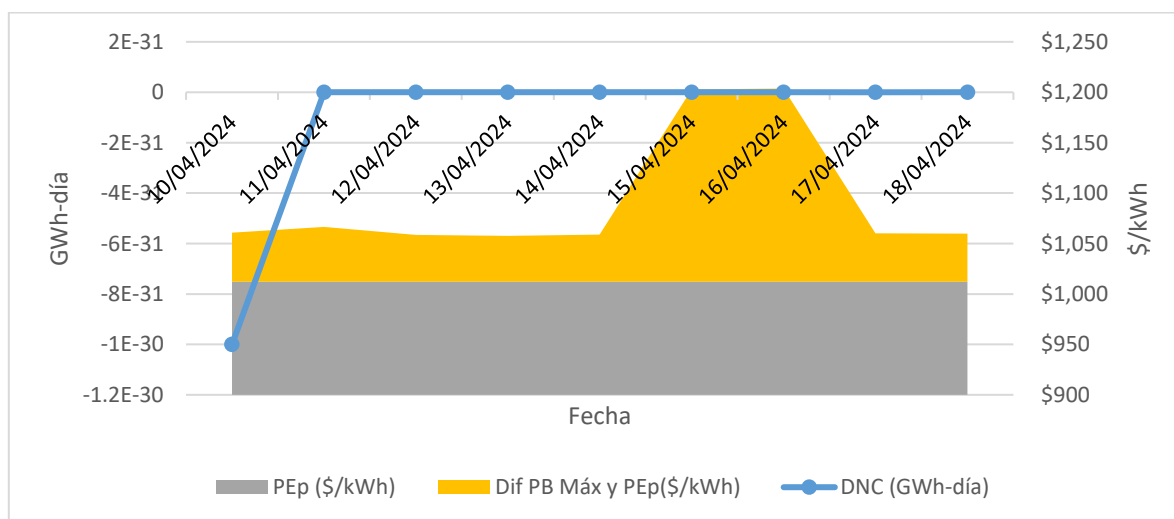


Figura 3. Costos de transacciones en bolsa por concepto de desviaciones de OEFH. Fuente: XM

Dicho aumento en el costo de transacciones también se observa por el aumento del Precio de Oferta Ajustado, el cual en varios momentos de Octubre y Noviembre alcanzó valores similares al primer escalón del Costo Operativo de Racionamiento. Esta situación ocasionó, como se observa en la Figura 4, que la diferencia entre el Precio de Bolsa y el Precio de Escasez Ponderado pasara de \$25/kWh de diferencia a cerca de \$1600/kWh, lo cual, incrementó el valor de las transacciones en el mercado de energía mayorista a todos los agentes, tanto generadores como comercializadores.

Así mismo, se observa que la Demanda No Cubierta durante la aplicación del Cargo por Confiabilidad fue siempre de cero, mientras que, por la disminución artificial de las OEF de los agentes hidráulicos debido a la aplicación del EVE, se presentó Demanda No Cubierta, como se observa en la Figura 5.



⁴ Dada la Res. CREG 101 056 de 2024, donde se establecieron reglas para la asignación de costos de la demanda no cubierta.

Figura 4. Comportamiento de variables DNC y precio de transacciones en aplicación del CxC. Fuente de datos: XM

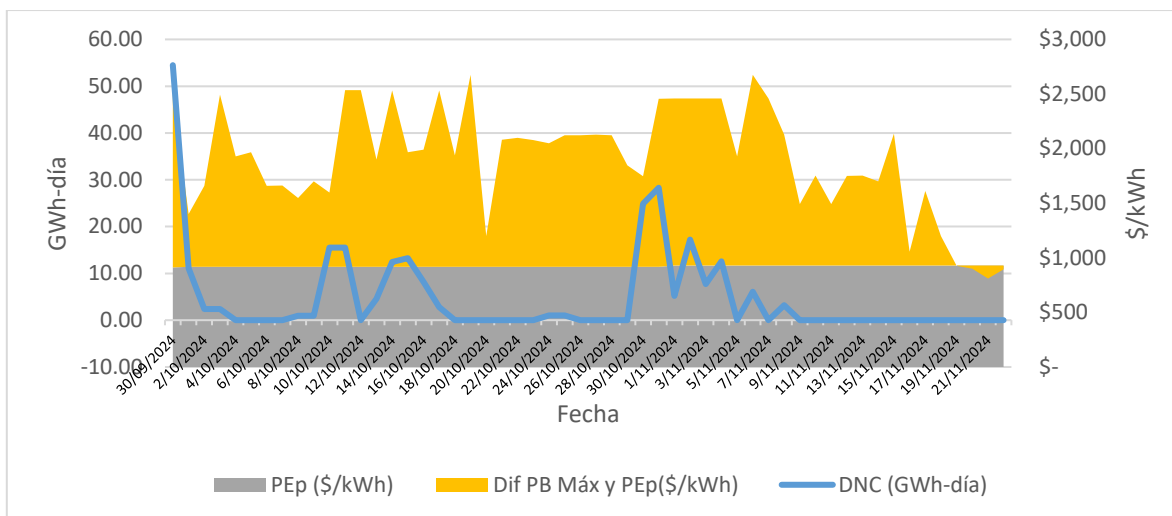


Figura 5. Comportamiento de variables DNC y precio de transacciones en aplicación del Mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad. Fuente de datos: XM

En resumen, la aplicación del mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad llevó a un aumento en el valor de las transacciones en el mercado eléctrico frente al pago de los usuarios del mecanismo del Cargo por Confiabilidad, dado particularmente por la aplicación del EVE, que ocasionó penalizaciones por desviaciones negativas en la OEF para la generación térmica, y sobre costos para los usuarios dada la situación de demanda no cubierta.

En este sentido, la aplicación del esquema dada la condición de riesgo del sistema, genera un desbalance en la asignación de responsabilidades entre generadores hidráulicos y térmicos, dado que con la implementación del EVE, a los agentes hidráulicos se les exonera de sus obligaciones del Cargo por Confiabilidad y en adición se establece una cuenta por pagar a cargo de los consumidores por concepto de la energía vendida y embalsada, y recae la responsabilidad de la recuperación del embalse en los generadores térmicos, con la "amenaza" permanente de intervención de los precios de energía.

En adición, con la utilización de mecanismo señalado durante los meses recientes no fue claro el criterio de asignación de recursos en el despacho eléctrico, dado que, en muchos casos, para evitar vertimientos, la programación favoreció la generación hidráulica en detrimento de la térmica, lo que no es acorde con los objetivos del Estatuto y se compromete la confiabilidad del sistema.

3. Revisión del mecanismo de asignación de la Energía Vendida y Embalsada-EVE

En relación con el EVE, tal como lo señalamos en la Comunicación ANDEG-099-2024, nos preocupa que se estén exonerando de las obligaciones de energía en firme a los generadores hidráulicos, cuando, en realidad, estos deberían cumplir con ellas, conforme al propósito original del mecanismo del Cargo por Confiabilidad. Como resultado, el Mecanismo puede estar dando señales equívocas de uso de los recursos hidráulicos del SIN.

En línea con lo anterior, a pesar de que a través del mecanismo del EVE se les exime los compromisos de entrega de las Obligaciones de Entrega Firme (OEF) a los generadores hidráulicos, algunos de ellos continuaron presentando desviaciones positivas al ser asignados con generación ideal, como se evidencia en el Documento CREG 901145 de 2024- ilustración 12, lo cual, refleja una desoptimización de los recursos del SIN, en incluso, le abre la puerta a comportamientos estratégicos de agentes con portafolio de generación, en el sentido de obtener rentas de corto plazo, al vender energía a precios altos, y entregarla, en momentos en que las condiciones de mercado no son críticas.

En conclusión, el efecto de la aplicación del Mecanismo de Sostenimiento de la Confiabilidad para la demanda, fue el pago adicional de "anillo de seguridad" artificial del Cargo por Confiabilidad, a través de la Demanda No Cubierta, y el pago del EVE a través de Restricciones, cuando ya el mismo Cargo por Confiabilidad debe garantizar la energía durante condiciones críticas.

4. Propuestas

Con el objetivo de realizar mejoras estructurales al mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad, resulta fundamental revisar los siguientes aspectos clave:

a) **Revisión del Precio del Compromiso:** Proponemos que este precio sea determinado tomando como referencia el valor mínimo entre el precio de oferta del agente hidráulico y el precio marginal de escasez. Esta modificación permitiría una asignación más adecuada, alineada con las condiciones del mercado, y contribuiría a un esquema de remuneración más eficiente, especialmente en momentos críticos de escasez.

b) **Separación del EVE de las Obligaciones de Energía en Firme:** Consideramos que el Exceso de Venta de Energía (EVE) debería ser tratado como un mecanismo distinto a las Obligaciones de Energía en Firme (OEF). Por lo tanto, sugerimos que no se realicen ajustes a las OEF basados en el EVE. En su lugar, se debe garantizar generación térmica que garantice preservar el recurso hidráulico, en condiciones de sostenibilidad de las plantas de generación. Esta medida ayudaría a preservar la estructura y los objetivos del Cargo por Confiabilidad, al tiempo que se fomenta un uso más eficiente de los recursos energéticos disponibles.

c) **Prelación aplicación Cargo por Confiabilidad vs Mecanismo de Sostenimiento de la Confiabilidad:** Solicitamos considerar un ajuste

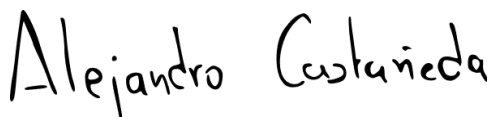
al Mecanismo antes mencionado, en donde se señale que la regla de exigencia de las obligaciones de Cargo por Confiabilidad debe prevalecer en la aplicación del apartado III del Estatuto, en esa vía, la aplicación del EVE debe ser para recursos que tengan una ENFICC no comprometida. Lo anterior, a fin de: 1) preservar el embalse del sistema, 2) maximizar la generación térmica disponible y 3) minimizar los costos para la demanda del SIN.

Finalmente, es importante resaltar que la eficiencia en el uso de los recursos energéticos y la adecuada asignación de responsabilidades entre los agentes del sistema son fundamentales para asegurar un suministro de energía confiable y económico para todos los usuarios, en el marco de un entorno estable de la regulación económica para la promoción de inversiones en generación de energía firme y confiable.

Al respecto, solicitamos que consideren los planteamientos realizados por nuestra Agremiación en esta comunicación, en el contexto del desarrollo de la agenda regulatoria de la CREG, y sugerimos, respetuosamente, la posibilidad de agendar una reunión para discutir el contenido aquí planteado.

Sin otro particular, nos es grato suscribirnos del Señor Ministro y del Señor Director con sentimientos de consideración y aprecio.

Cordialmente,



Alejandro Castañeda Cuervo
Presidente Ejecutivo

Copia:

Dra. María Nohemí Arboleda, Gerente General, XM S.A. E.S.P.

Bogotá, D.C., Mayo 14 de 2025

Doctor

Antonio Jiménez Rivera

Director Ejecutivo

Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG

Ciudad

Asunto: Preocupación sobre la Senda de Referencia- estación invierno 2025

Respetado Señor Director:

Desde ANDEG, resaltamos el esfuerzo de la Comisión en la definición del esquema de seguimiento de las variables energéticas en el marco de la operación del mercado eléctrico, con el fin de mitigar los riesgos de desabastecimiento dados por eventos coyunturales relacionados con bajos aportes de hidrología y/o estación de verano.

De esta manera, en el segundo semestre del año 2024 se activó el Mecanismo de Sostenimiento de la Confiabilidad del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD, establecido través de las Resoluciones CREG 026 y 155 de 2014, lo anterior, dada la situación de bajos niveles de embalses, lo que ocasionó la necesidad de proteger el recurso hídrico, con el fin de mitigar la degradación del embalse del SIN, y a la fecha, no se ha llevado un análisis de impacto beneficio/costo de la activación del mencionado mecanismo.

En el contexto anterior, y dada la nueva senda de referencia para la estación de invierno publicada por XM, observamos que dicha senda considera unos supuestos que en la actualidad se alejan de la evolución real del volumen útil, y en particular, frente a la perspectiva del recurso hídrico para los próximos meses, con lo cual, ante un cambio intempestivo en los aportes hídricos, por ejemplo, como el año anterior, en donde se esperaba la materialización del Fenómeno de La Niña, lo cual no ocurrió, existe la posibilidad que el nivel de embalse pueda caer por debajo de la senda SR-X, lo que podría llevar a que se active nuevamente el mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad. De hecho, según análisis de ANDEG, la tendencia actual es que se reduzca la diferencia entre el volumen útil real y la senda de referencia, tal como se muestra en la Figura 1, lo cual puede derivarse en una materialización de un estado de Riesgo del sistema.

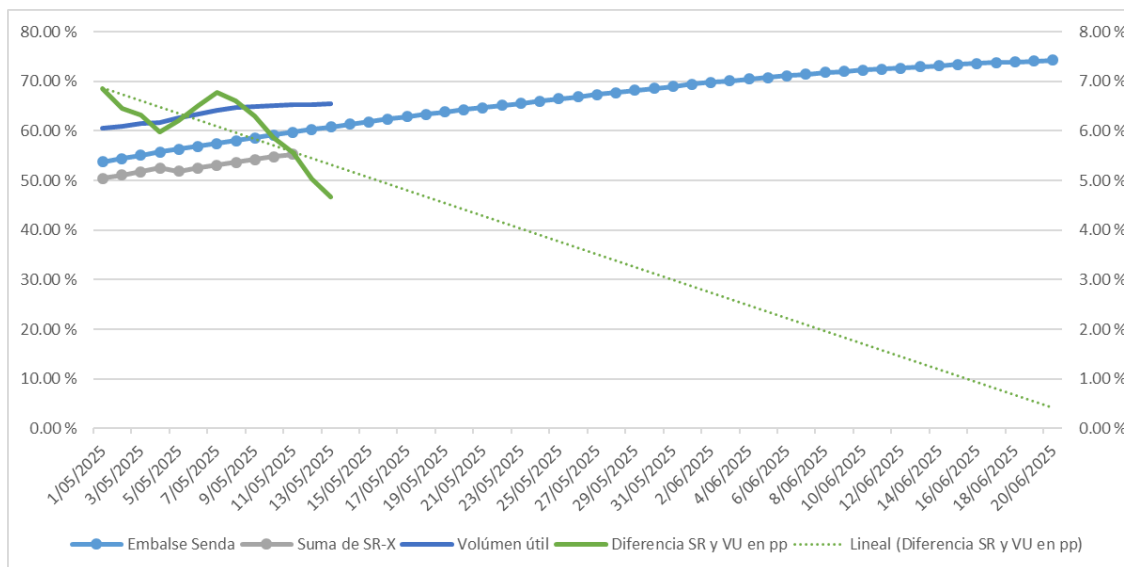


Figura 1. Evolución Diferencia senda de referencia y volumen útil¹

Si bien en la agenda regulatoria indicativa del año 2025, publicada mediante Circular CREG 121 de 2024, se planteó la propuesta de revisión del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento, en especial en su capítulo III relacionado con el Mecanismo de Sostenimiento de la Confiabilidad, solo en una fase exploratoria y no de carácter definitivo, reiteramos los planteamientos remitidos en las comunicaciones ANDEG 099-2024, 110-2024 y 114-2024, donde resaltamos la oportunidad de revisar el mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad, en los siguientes aspectos:

a) Revisión del Precio del Compromiso: Proponemos que este precio sea determinado tomando como referencia el valor mínimo entre el precio de oferta del agente hidráulico y el precio marginal de escasez. Esta modificación permitiría una asignación más adecuada, alineada con las condiciones del mercado, y contribuiría a un esquema de remuneración más eficiente, especialmente en momentos críticos de escasez.

b) Separación del EVE de las Obligaciones de Energía en Firme: Consideramos que el Exceso de Venta de Energía (EVE) debería ser tratado como un mecanismo distinto a las Obligaciones de Energía en Firme (OEF). Por lo tanto, sugerimos que no se realicen ajustes a las OEF basados en el EVE. En su lugar, se debe garantizar generación térmica que garantice preservar el recurso hidráulico, en condiciones de sostenibilidad de las plantas de generación. Esta medida ayudaría a preservar la estructura y los objetivos del Cargo por Confiabilidad, al tiempo que se fomenta un uso más eficiente de los recursos energéticos disponibles.

c) Prelación aplicación Cargo por Confiabilidad vs Mecanismo de Sostenimiento de la Confiabilidad: Solicitamos considerar un ajuste al Mecanismo antes mencionado, en donde se señale que la regla de

¹ Elaboración propia a partir de información de XM

exigencia de las obligaciones de Cargo por Confiabilidad debe prevalecer en la aplicación del apartado III del Estatuto, en esa vía, la aplicación del EVE debe ser para recursos que tengan una ENFICC no comprometida.

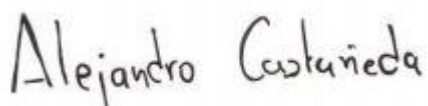
Lo anterior, a fin de: 1) preservar el embalse del sistema, 2) maximizar la generación térmica disponible en condiciones de mercado y 3) minimizar los costos para la demanda del SIN. De igual forma, ante la entrada en vigencia de la Resolución CREG 101 066 de 2024, las condiciones de aplicación del mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad todavía no se han evaluado, lo cual podría representar un riesgo para la sostenibilidad de las empresas, así como un riesgo para el mercado eléctrico respecto a preservar el recurso hídrico para la estación de verano 2025-2026.

En el contexto anterior, en el marco de lo definido en el Parágrafo 3 del Artículo 5 de la Resolución CREG 026 de 2014, **solicitamos que la CREG actualice la senda de referencia acorde con la situación energética actual**, de tal manera que no se dé la aplicación del Mecanismo de Sostenimiento de la Confiabilidad hasta que no se haga una revisión exhaustiva de dicho procedimiento y se tenga una resolución en firme con los cambios que mejoren los aspectos de su implementación, acorde a lo planteado por nuestra Asociación en la comunicación ANDEG- 114-24 respecto a *"...resaltar que la eficiencia en el uso de los recursos energéticos y la adecuada asignación de responsabilidades entre los agentes del sistema son fundamentales para asegurar un suministro de energía confiable y económico para todos los usuarios, en el marco de un entorno estable de la regulación económica para la promoción de inversiones en generación de energía firme y confiable..."*

Finalmente, reiteramos la importancia de realizar los ajustes al Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento, en especial, respecto al mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad, en el contexto de la suficiencia de los recursos energéticos en el SIN.

Sin otro particular, nos es grato suscribirnos del Señor Director con sentimientos de consideración y aprecio.

Cordialmente,



Alejandro Castañeda Cuervo
Presidente Ejecutivo

Copia:

Dr. Jorge Cristancho, Viceministro de Energía (E), MME
Dra. María Nohemí Arboleda, Gerente General, XM
Dra. Cecilia Maya, Gerente Mercado de Energía, XM

ANDEG – 028- 2026

Bogotá D.C., Marzo 27 de 2026

Doctor

Antonio Jiménez Rivera

Director Ejecutivo

Comisión de Regulación de Energía y Gas- CREG

Ciudad

Asunto: Modificación del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento

Respetado Señor Director:

De acuerdo con la agenda regulatoria indicativa de la CREG para el año 2026, publicada mediante la Circular CREG 242 de 2026, se indica: "Revisión del estatuto para situaciones del riesgo de desabastecimiento" en la cual se tiene previsto que para el segundo semestre del año 2026 se cuente con un Documento tipo 2: *"Incluye el contenido del documento tipo 1 y añade aspectos relacionados con las alternativas regulatorias identificadas, el análisis de impacto de estas y cualquier información complementaria, si la hubiera"*.

En el contexto anterior, resaltamos que en la coyuntura actual frente a las perspectivas de hidrología crítica que, según agencias internacionales como la NOAA¹ y BOM², sitúan una alta probabilidad de ocurrencia del Fenómeno de El Niño en el segundo semestre del presente año como se presenta en la Figura 1, aunado al comunicado del IDEAM donde se alerta de la posibilidad de la ocurrencia de este Fenómeno³, consideramos fundamental que la CREG avance en propuestas de revisión y ajuste al Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento, definido en las Resoluciones CREG 026 de 2014 y sus modificaciones.

Lo anterior, dado que, como que se indicó en la comunicación ANDEG 114-2024, la activación del Mecanismo de Sostenimiento de la

¹ https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/lanina/enso_evolution-status-fcsts-web.pdf

² <https://www.bom.gov.au/climate/enso/?ninoIndex=nino3.4&index=rnino34&period=weekly>

³ <https://www.ideam.gov.co/sala-de-prensa/noticia/probable-desarrollo-de-el-nino-en-el-segundo-semestre-de-2026-activa-alerta-temprana-en-el-pais>

Confiabilidad del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento en septiembre de 2024, impulsado por condiciones de riesgo identificadas en el sistema, generó distorsiones en la asignación de riesgos entre los agentes generadores en detrimento de la preservación de los recursos energéticos en el SIN.

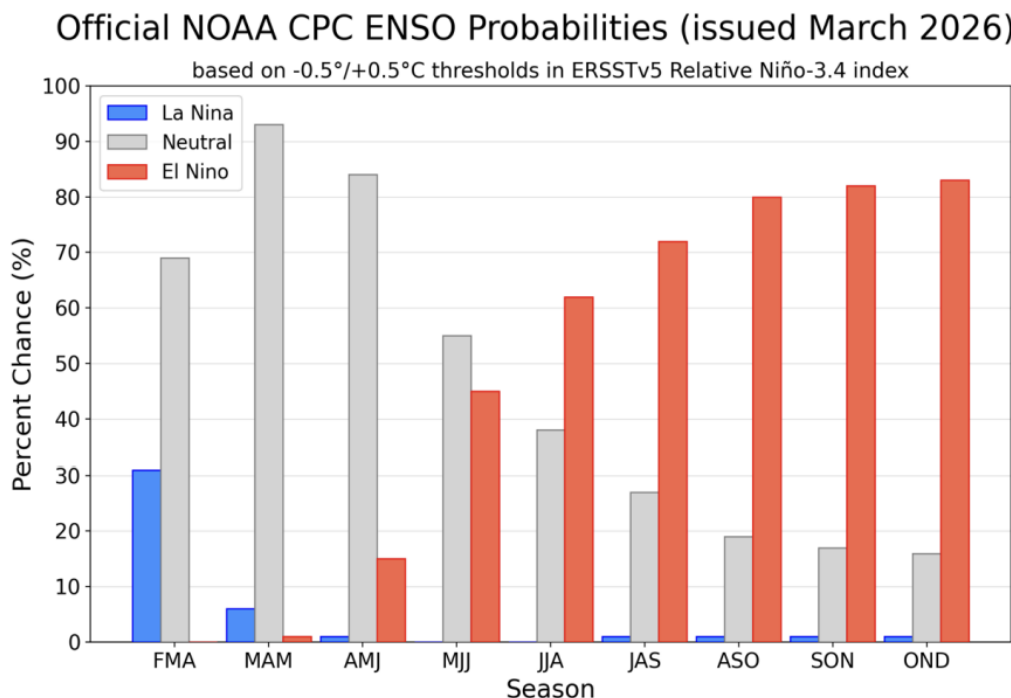


Figura 1. Probabilidades de ocurrencia ENSO⁴

Al respecto, durante la aplicación del Mecanismo de Sostenimiento de la Confiabilidad en el año 2024, se asignó Energía Vendida y Embalsada-EVE a agentes hidráulicos con la disminución de sus Obligaciones de Energía Firme (OEF), provocando la ocurrencia de Demanda No Cubierta y dando lugar a desviaciones significativas en el sistema y sobrecostos a los agentes con compras en la bolsa de energía, lo que a todas luces evidenció el desbalance entre la oferta ideal y el balance físico.

En ese sentido, consideramos que hay razones que justifican la revisión del Estatuto con lo que haya mejoras estructurales al mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad del SIN, y que presentamos a continuación:

⁴ Tomado de: https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/lanina/enso_evolution-status-fcsts-web.pdf

a) Revisión del Precio del Compromiso

Proponemos que este precio sea determinado tomando como referencia el valor mínimo entre el precio de oferta del agente hidráulico y el precio marginal de escasez. Esta modificación permitiría una asignación más adecuada, alineada con las condiciones del mercado, y contribuiría a un esquema de remuneración más eficiente, especialmente en momentos críticos de escasez.

b) Separación del EVE de las Obligaciones de Energía en Firme

Consideramos que el Exceso de Venta de Energía (EVE) debería ser tratado como un mecanismo distinto a las Obligaciones de Energía en Firme (OEF). Por lo tanto, sugerimos que no se realicen ajustes a las OEF basados en el EVE. En su lugar, se debe garantizar generación térmica que garantice preservar el recurso hidráulico, en condiciones de sostenibilidad de las plantas de generación. Esta medida ayudaría a preservar la estructura y los objetivos del Cargo por Confiabilidad, al tiempo que se fomenta un uso más eficiente de los recursos energéticos disponibles.

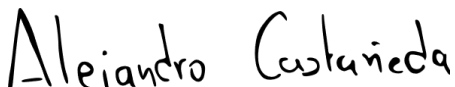
c) Prelación aplicación Cargo por Confiabilidad vs Mecanismo de Sostenimiento de la Confiabilidad

Solicitamos considerar un ajuste al Mecanismo antes mencionado, en donde se señale que la regla de exigencia de las obligaciones de Cargo por Confiabilidad debe prevalecer en la aplicación del apartado III del Estatuto, en esa vía, la aplicación del EVE debe ser para recursos que tengan una ENFICC no comprometida. Lo anterior, a fin de: 1) preservar el embalse del sistema, 2) maximizar la generación térmica disponible y 3) minimizar los costos para la demanda del SIN.

Finalmente, desde ANDEG consideramos muy importante que en la actualidad, la regulación avance frente a la discusión de la revisión de este mecanismo, considerando la coyuntura hidrológica en el segundo semestre de 2026 a fin de preservar la sostenibilidad del mercado eléctrico. En la comunicación adjunta remitimos la visión de ANDEG frente al Estatuto, presentada al Regulador a través de la comunicación 114-2024.

Sin otro particular, nos es grato suscribirnos del Señor Director, y quedamos a su disposición para ampliar el contenido de este documento.

Cordialmente,


Alejandro Castañeda
Presidente Ejecutivo

Copia:

Dr. Edwin Palma, Ministro, Ministerio de Minas y Energía

Dra. María Nohemí Arboleda, Gerente General, XM

Anexo: https://andeg.org/wp-content/uploads/2025/09/114-2024_Balance_ESRD.pdf

ANDEG-114-2024

Bogotá, D.C., Diciembre 19 de 2024

Doctor
Omar Andrés Camacho Morales
Ministro
Ministerio de Minas y Energía
Ciudad

Doctor
Antonio Jiménez Rivera
Director Ejecutivo
Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG
Ciudad

Asunto: Balance sobre la aplicación del mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD durante el año 2024

Respetados Señores Ministro y Director:

Desde ANDEG, queremos resaltar nuevamente el esfuerzo del Gobierno Nacional en el seguimiento de las variables energéticas en el marco de la operación del mercado eléctrico, desde la perspectiva de mitigar los riesgos de desabastecimiento dados por eventos coyunturales relacionados con bajos aportes de hidrología y/o estación de verano. En el contexto anterior, la regulación ha desarrollado mecanismos que se han diseñado en el contexto del desarrollo institucional de la CREG, para: 1) preservar los recursos energéticos y 2), se minimicen los riesgos de desatención de la demanda.

De esta manera, resaltamos que, por primera vez, se haya implementado en el segundo semestre del año 2024, las medidas planteadas para una condición de Riesgo del sistema a través del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD, establecido través de las Resoluciones CREG 026 y 155 de 2014, lo anterior, dada la situación de bajos niveles de embalses, sumada a un precio elevado en el mercado mayorista, lo que ocasionó:

1. La implementación del mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad frente a la necesidad de proteger los recursos hídricos, a fin de mitigar la degradación del embalse del SIN.
2. La activación de las obligaciones del Cargo por Confiabilidad.

Al respecto, creemos que, para lograr una señal más clara de su implementación y promover el ahorro de los recursos energéticos en el marco de la adecuada gestión de riesgos, es fundamental evaluar posibles ajustes al Estatuto, en especial al mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad, en el contexto de la sostenibilidad energética del SIN, como lo presentamos a continuación.

1. Balance Oferta/Demanda de energía

Como primera medida, es importante señalar que, en 2014 se preveía un esquema de mayor oferta en el SIN a partir del Plan de Expansión de Generación 2014-2028. De hecho, se tenía previsto para el año 2024 una demanda de cerca de 7113¹ GWh-mes (cerca de 8% superior a la demanda registrada actualmente) con cerca de 237GWh-día de OEF (cerca de 8% superior a la OEF del periodo 2023-2024), con lo cual, frente a una situación de hidrología crítica, no se preveía una señal de demanda no cubierta en el SIN, dado que el esquema del Cargo por Confiabilidad prevé el mecanismo normativo para asegurar el abastecimiento de la demanda en condiciones de escasez. No obstante, como lo exponemos más adelante, la aplicación simultánea de la exigencia de OEF y de las medidas del Estatuto asociadas al mecanismo de Energía Vendida y Embalsada -EVE- ocasionó que en algunos días de los meses recientes, se haya presentado demanda no cubierta en el SIN, lo cual, a todas luces, es sujeto de revisión en el marco de dar señales de alerta frente a los posibles déficit de energía firme que se presentan para atender los picos de consumo en el SIN durante situaciones de hidrología crítica.

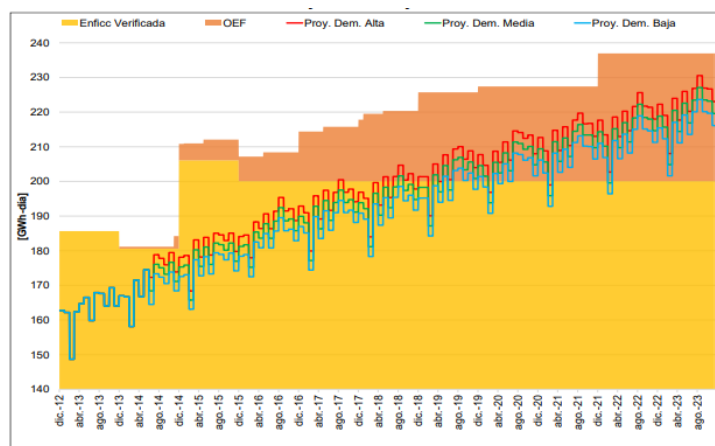


Figura 1. ENFICC verificada y OEF vs Proyecciones de demanda Julio 2014²

2. Revisión del impacto de la aplicación del Mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad del ESRD

Desde ANDEG, consideramos que el mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad requiere una evaluación económica profunda, basada en la experiencia de su aplicación reciente. Esto se debe a que, en el proceso llevado a cabo de aplicación de las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 026 y 155 de 2014, hubo ineficiencias, distorsiones y sobrecostos para el Sistema,

¹ http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2014/Plan_GT_2014-2028.pdf

² Tomado de: http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2014/Plan_GT_2014-2028.pdf

que debe abordarse desde la perspectiva mitigación de impactos y aseguramiento para atención de la demanda. Además, desde nuestra Agremiación consideramos que la implementación del mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad no maximizó el uso de la generación térmica en el despacho real, lo cual dificultó alcanzar el objetivo de un embalsamiento más eficiente mediante la generación de energía firme, tal como se observa en la Figura 2.

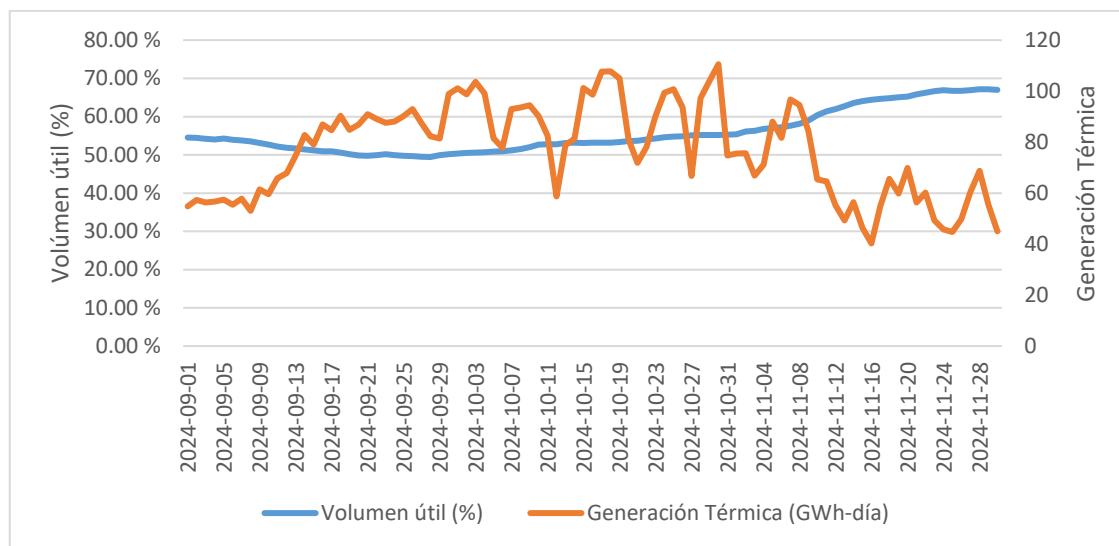


Figura 2. Relación Volumen útil vs Generación Térmica. Fuente: XM

En este sentido, vemos necesario evaluar el mecanismo de manera integral. Por ejemplo, para el mes de octubre de 2024, según datos de XM³, la Energía Vendida y Embalsada-EVE fue de 1.010 GWh, lo cual impone un sobrecosto para la demanda de aproximadamente \$1 billón de pesos, en adición a un estimado 500 GWh del mes de noviembre, lo que en su conjunto, alrededor de 1.5 billones de pesos, serán asumidos por los usuarios en el componente de Restricciones durante los próximos 3 años.

Es importante destacar que, durante la implementación del mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad, las transacciones de energía experimentaron un aumento considerable. En la Figura 3, se muestra el monto total de las transacciones por concepto de desviaciones de OEF en los meses en los que se activó de forma natural el Cargo por Confiabilidad (octubre de 2023 y abril de 2024), así como en los meses de septiembre a noviembre de 2024, cuando se aplicó el mecanismo del ESRD. Se puede observar claramente, que, con la aplicación del mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad, las transacciones aumentaron más de un 800%, frente a la operación normal del mercado en condición de escasez; aquí, es preciso señalar que aproximadamente medio

³ <https://www.xm.com.co/noticias/7327-informe-de-xm-sobre-las-variables-del-mercado-de-energia-en-octubre-de-2024>

billón de pesos serán asumidos por los usuarios⁴, dada la situación de Demanda No Cubierta presentada.

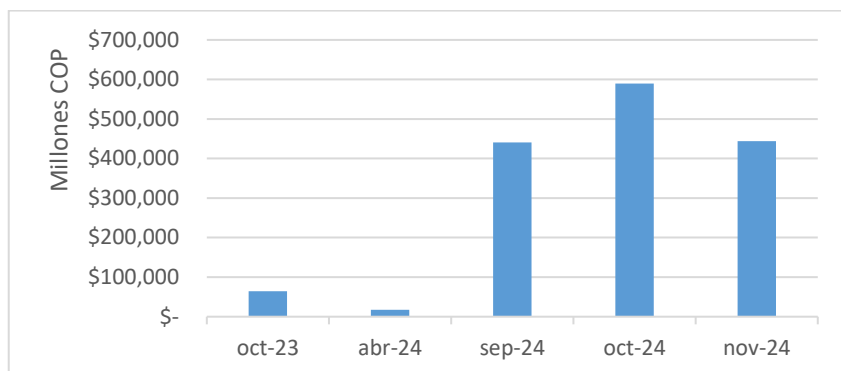
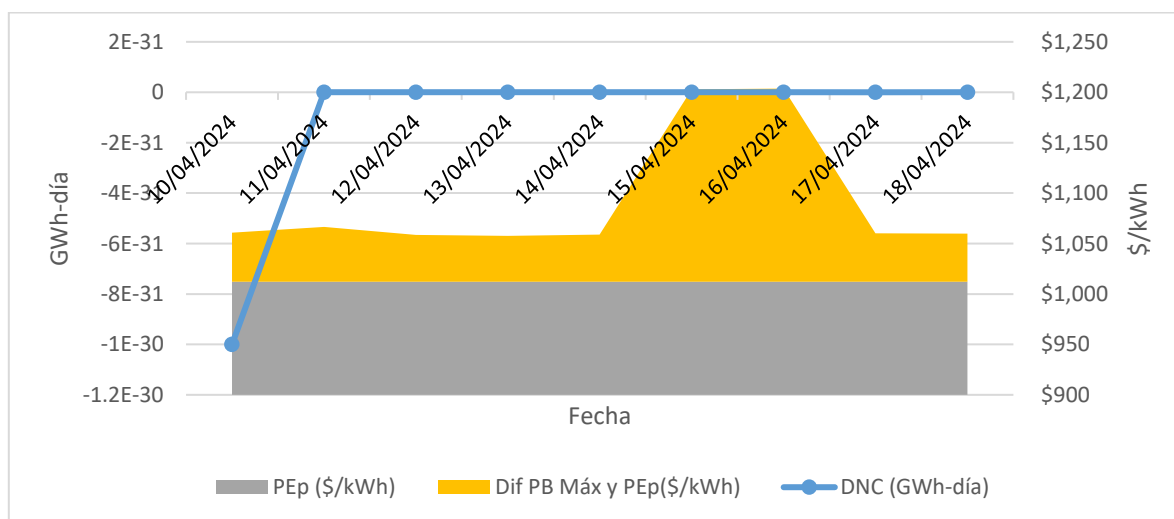


Figura 3. Costos de transacciones en bolsa por concepto de desviaciones de OEFH. Fuente: XM

Dicho aumento en el costo de transacciones también se observa por el aumento del Precio de Oferta Ajustado, el cual en varios momentos de Octubre y Noviembre alcanzó valores similares al primer escalón del Costo Operativo de Racionamiento. Esta situación ocasionó, como se observa en la Figura 4, que la diferencia entre el Precio de Bolsa y el Precio de Escasez Ponderado pasara de \$25/kWh de diferencia a cerca de \$1600/kWh, lo cual, incrementó el valor de las transacciones en el mercado de energía mayorista a todos los agentes, tanto generadores como comercializadores.

Así mismo, se observa que la Demanda No Cubierta durante la aplicación del Cargo por Confiabilidad fue siempre de cero, mientras que, por la disminución artificial de las OEF de los agentes hidráulicos debido a la aplicación del EVE, se presentó Demanda No Cubierta, como se observa en la Figura 5.



⁴ Dada la Res. CREG 101 056 de 2024, donde se establecieron reglas para la asignación de costos de la demanda no cubierta.

Figura 4. Comportamiento de variables DNC y precio de transacciones en aplicación del CxC. Fuente de datos: XM

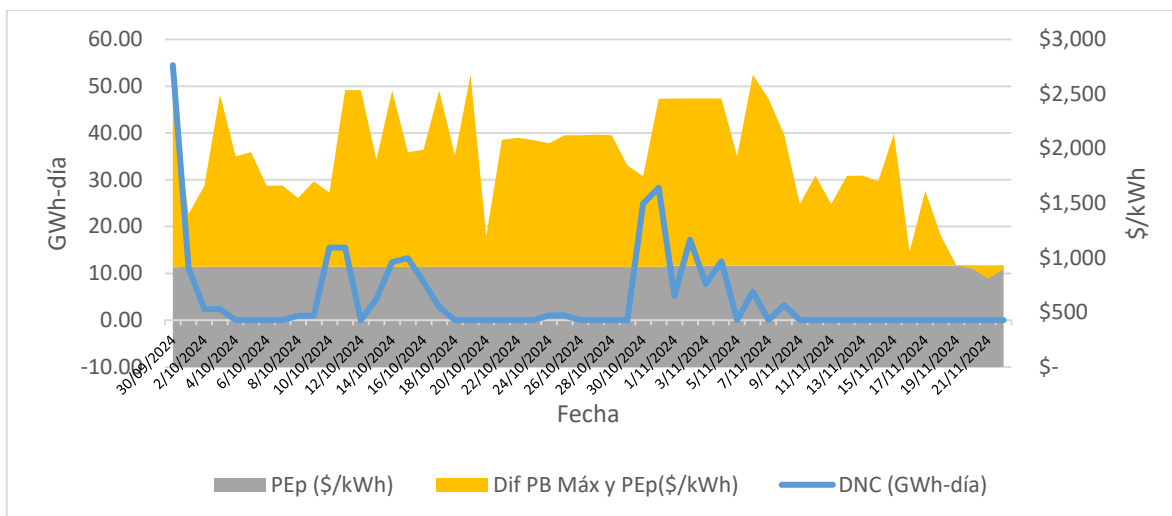


Figura 5. Comportamiento de variables DNC y precio de transacciones en aplicación del Mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad. Fuente de datos: XM

En resumen, la aplicación del mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad llevó a un aumento en el valor de las transacciones en el mercado eléctrico frente al pago de los usuarios del mecanismo del Cargo por Confiabilidad, dado particularmente por la aplicación del EVE, que ocasionó penalizaciones por desviaciones negativas en la OEF para la generación térmica, y sobrecostos para los usuarios dada la situación de demanda no cubierta.

En este sentido, la aplicación del esquema dada la condición de riesgo del sistema, genera un desbalance en la asignación de responsabilidades entre generadores hidráulicos y térmicos, dado que con la implementación del EVE, a los agentes hidráulicos se les exonera de sus obligaciones del Cargo por Confiabilidad y en adición se establece una cuenta por pagar a cargo de los consumidores por concepto de la energía vendida y embalsada, y recae la responsabilidad de la recuperación del embalse en los generadores térmicos, con la "amenaza" permanente de intervención de los precios de energía.

En adición, con la utilización de mecanismo señalado durante los meses recientes no fue claro el criterio de asignación de recursos en el despacho eléctrico, dado que, en muchos casos, para evitar vertimientos, la programación favoreció la generación hidráulica en detrimento de la térmica, lo que no es acorde con los objetivos del Estatuto y se compromete la confiabilidad del sistema.

3. Revisión del mecanismo de asignación de la Energía Vendida y Embalsada-EVE

En relación con el EVE, tal como lo señalamos en la Comunicación ANDEG-099-2024, nos preocupa que se estén exonerando de las obligaciones de energía en firme a los generadores hidráulicos, cuando, en realidad, estos deberían cumplir con ellas, conforme al propósito original del mecanismo del Cargo por Confiabilidad. Como resultado, el Mecanismo puede estar dando señales equívocas de uso de los recursos hidráulicos del SIN.

En línea con lo anterior, a pesar de que a través del mecanismo del EVE se les exime los compromisos de entrega de las Obligaciones de Entrega Firme (OEF) a los generadores hidráulicos, algunos de ellos continuaron presentando desviaciones positivas al ser asignados con generación ideal, como se evidencia en el Documento CREG 901145 de 2024- ilustración 12, lo cual, refleja una desoptimización de los recursos del SIN, en incluso, le abre la puerta a comportamientos estratégicos de agentes con portafolio de generación, en el sentido de obtener rentas de corto plazo, al vender energía a precios altos, y entregarla, en momentos en que las condiciones de mercado no son críticas.

En conclusión, el efecto de la aplicación del Mecanismo de Sostenimiento de la Confiabilidad para la demanda, fue el pago adicional de "anillo de seguridad" artificial del Cargo por Confiabilidad, a través de la Demanda No Cubierta, y el pago del EVE a través de Restricciones, cuando ya el mismo Cargo por Confiabilidad debe garantizar la energía durante condiciones críticas.

4. Propuestas

Con el objetivo de realizar mejoras estructurales al mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad, resulta fundamental revisar los siguientes aspectos clave:

a) **Revisión del Precio del Compromiso:** Proponemos que este precio sea determinado tomando como referencia el valor mínimo entre el precio de oferta del agente hidráulico y el precio marginal de escasez. Esta modificación permitiría una asignación más adecuada, alineada con las condiciones del mercado, y contribuiría a un esquema de remuneración más eficiente, especialmente en momentos críticos de escasez.

b) **Separación del EVE de las Obligaciones de Energía en Firme:** Consideramos que el Exceso de Venta de Energía (EVE) debería ser tratado como un mecanismo distinto a las Obligaciones de Energía en Firme (OEF). Por lo tanto, sugerimos que no se realicen ajustes a las OEF basados en el EVE. En su lugar, se debe garantizar generación térmica que garantice preservar el recurso hidráulico, en condiciones de sostenibilidad de las plantas de generación. Esta medida ayudaría a preservar la estructura y los objetivos del Cargo por Confiabilidad, al tiempo que se fomenta un uso más eficiente de los recursos energéticos disponibles.

c) **Prelación aplicación Cargo por Confiabilidad vs Mecanismo de Sostenimiento de la Confiabilidad:** Solicitamos considerar un ajuste

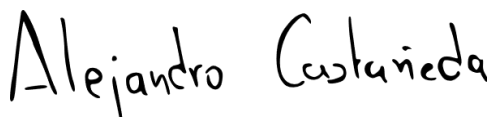
al Mecanismo antes mencionado, en donde se señale que la regla de exigencia de las obligaciones de Cargo por Confiabilidad debe prevalecer en la aplicación del apartado III del Estatuto, en esa vía, la aplicación del EVE debe ser para recursos que tengan una ENFICC no comprometida. Lo anterior, a fin de: 1) preservar el embalse del sistema, 2) maximizar la generación térmica disponible y 3) minimizar los costos para la demanda del SIN.

Finalmente, es importante resaltar que la eficiencia en el uso de los recursos energéticos y la adecuada asignación de responsabilidades entre los agentes del sistema son fundamentales para asegurar un suministro de energía confiable y económico para todos los usuarios, en el marco de un entorno estable de la regulación económica para la promoción de inversiones en generación de energía firme y confiable.

Al respecto, solicitamos que consideren los planteamientos realizados por nuestra Agremiación en esta comunicación, en el contexto del desarrollo de la agenda regulatoria de la CREG, y sugerimos, respetuosamente, la posibilidad de agendar una reunión para discutir el contenido aquí planteado.

Sin otro particular, nos es grato suscribirnos del Señor Ministro y del Señor Director con sentimientos de consideración y aprecio.

Cordialmente,



Alejandro Castañeda Cuervo
Presidente Ejecutivo

Copia:

Dra. María Nohemí Arboleda, Gerente General, XM S.A. E.S.P.

ANDEG – 041- 2026

Bogotá D.C., Mayo 1 de 2026

Doctor

Antonio Jiménez Rivera

Director Ejecutivo

Comisión de Regulación de Energía y Gas- CREG

Ciudad

Asunto: Circular CREG 267 de 2026 – Propuestas y Estudios para la modificación del ESRD

Respetado Señor Director:

El 17 de abril se publicó la Circular CREG 267 de 2026: “*Invitación a presentar propuestas y estudios para la modificación del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento*”, con plazo máximo de presentación de propuestas el 1 de mayo de 2026. Desde ANDEG remitimos la comunicación 037-2026, en donde solicitamos ampliación de plazo para la presentación de estudios tendientes a la modificación del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento”, sin embargo, a la fecha no se ha presentado la ampliación de plazo solicitada.

En el contexto anterior, resaltamos que en la coyuntura actual frente a las perspectivas de hidrología crítica que, según agencias internacionales como la NOAA¹ y BOM², sitúan una alta probabilidad de ocurrencia del Fenómeno de El Niño en el segundo semestre del presente año como se presenta en la Figura 1, y tal como se mencionó en la comunicación ANDEG 028-2026³, consideramos fundamental que se avance por parte de la Comisión en propuestas de revisión y ajuste al Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento, definido en las Resoluciones CREG 026 de 2014 y sus modificaciones.

Lo anterior, dado que, como se indicó en la comunicación ANDEG 114-2024, la activación del Mecanismo de Sostenimiento de la Confiabilidad del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento en

¹ https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/lanina/enso_evolution-status-fcsts-web.pdf

² <https://www.bom.gov.au/climate/enso/?ninoIndex=nino3.4&index=rnino34&period=weekly>

³ https://andeg.org/wp-content/uploads/2026/03/028-2026-Modificacion_ESRD.pdf

septiembre de 2024, impulsado por condiciones de riesgo identificadas en el sistema, generó distorsiones en la asignación de riesgos entre los agentes generadores en detrimento de la preservación de los recursos energéticos en el SIN.

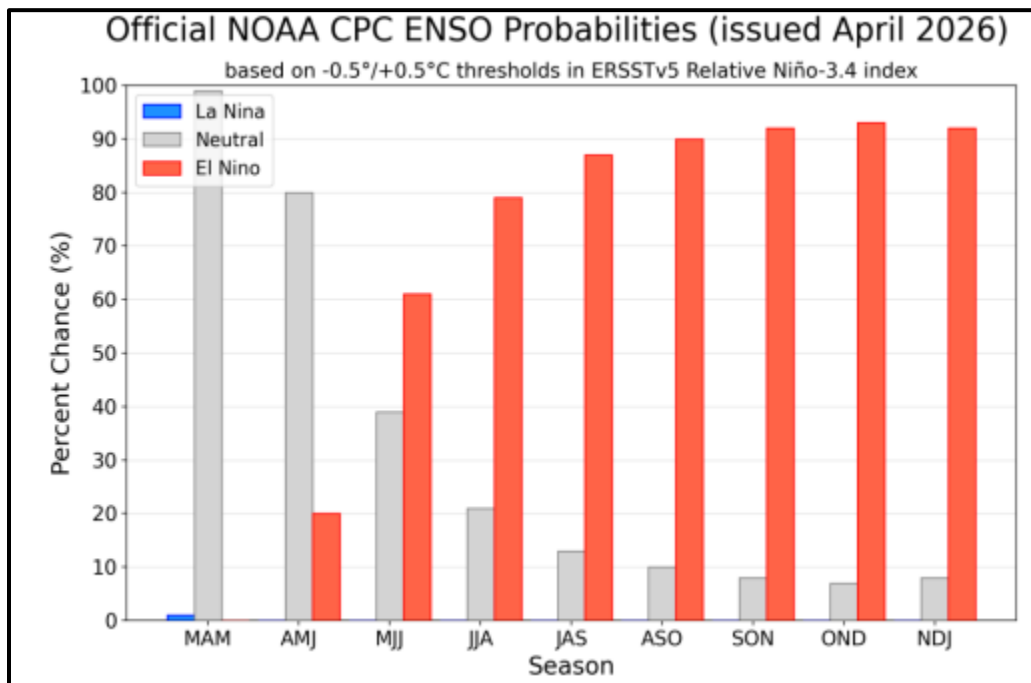


Figura 1. Probabilidades de ocurrencia ENSO⁴

Al respecto, durante la aplicación del Mecanismo de Sostenimiento de la Confiabilidad en el año 2024, se asignó Energía Vendida y Embalsada-EVE a agentes hidráulicos con la disminución de sus Obligaciones de Energía Firme (OEF), provocando la ocurrencia de Demanda No Cubierta y dando lugar a desviaciones significativas en el sistema y sobrecostos a los agentes con compras en la bolsa de energía, lo que a todas luces evidenció el desbalance entre la oferta ideal y el balance físico, situación que puede llegar a repetirse dado el cambio regulatorio de la Resolución CREG 101 097 de 2026.

En ese sentido, insistimos en que existen razones que justifican la revisión del Estatuto con lo que haya mejoras estructurales al mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad del SIN, y que presentamos a continuación:

⁴ Tomado de: https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/lanina/enso_evolution-status-fcsts-web.pdf

a) Revisión del Precio del Compromiso

Proponemos que este precio sea determinado tomando como referencia el valor mínimo entre el precio de oferta del agente hidráulico y el precio marginal de escasez. Esta modificación permitiría una asignación más adecuada, alineada con las condiciones del mercado, y contribuiría a un esquema de remuneración más eficiente, especialmente en momentos críticos de escasez.

b) Separación del EVE de las Obligaciones de Energía en Firme

Consideramos que el Exceso de Venta de Energía (EVE) debería ser tratado como un mecanismo distinto a las Obligaciones de Energía en Firme (OEF). Por lo tanto, sugerimos que no se realicen ajustes a las OEF basados en el EVE. En su lugar, se debe garantizar generación térmica que garantice preservar el recurso hidráulico, en condiciones de sostenibilidad de las plantas de generación. Esta medida ayudaría a preservar la estructura y los objetivos del Cargo por Confiabilidad, al tiempo que se fomenta un uso más eficiente de los recursos energéticos disponibles.

c) Prelación aplicación Cargo por Confiabilidad vs Mecanismo de Sostenimiento de la Confiabilidad

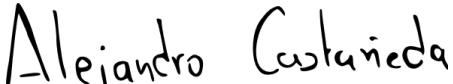
Solicitamos considerar un ajuste al Mecanismo antes mencionado, en donde se señale que la regla de exigencia de las obligaciones de Cargo por Confiabilidad debe prevalecer en la aplicación del apartado III del Estatuto, en esa vía, la aplicación del EVE debe ser para recursos que tengan una ENFICC no comprometida. Lo anterior, a fin de: 1) preservar el embalse del sistema, 2) maximizar la generación térmica disponible y 3) minimizar los costos para la demanda del SIN.

Finalmente, desde ANDEG consideramos fundamental que la regulación avance frente a la discusión de la revisión de este mecanismo, considerando la coyuntura hidrológica en el segundo semestre de 2026 a fin de preservar la sostenibilidad del mercado eléctrico, sin embargo, al no contar con la ampliación de tiempo solicitada, nos reservamos la potestad de remitir información relevante en cuanto a este mecanismo de manera posterior al vencimiento del plazo dado por la Circular. Por ello,

para cumplir el plazo establecido, remitimos la visión de ANDEG frente al Estatuto, presentada al Regulador a través de la comunicación 114-2024.

Sin otro particular, nos es grato suscribirnos del Señor Director, y quedamos a su disposición para ampliar el contenido de este documento.

Cordialmente,


Alejandro Castañeda

Presidente Ejecutivo

Copia:

Dr. Edwin Palma, Ministro, Ministerio de Minas y Energía

Dra. María Nohemí Arboleda, Gerente General, XM

Anexo: https://andeg.org/wp-content/uploads/2025/09/114-2024_Balance_ESRD.pdf

ANDEG-114-2024

Bogotá, D.C., Diciembre 19 de 2024

Doctor
Omar Andrés Camacho Morales
Ministro
Ministerio de Minas y Energía
Ciudad

Doctor
Antonio Jiménez Rivera
Director Ejecutivo
Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG
Ciudad

Asunto: Balance sobre la aplicación del mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD durante el año 2024

Respetados Señores Ministro y Director:

Desde ANDEG, queremos resaltar nuevamente el esfuerzo del Gobierno Nacional en el seguimiento de las variables energéticas en el marco de la operación del mercado eléctrico, desde la perspectiva de mitigar los riesgos de desabastecimiento dados por eventos coyunturales relacionados con bajos aportes de hidrología y/o estación de verano. En el contexto anterior, la regulación ha desarrollado mecanismos que se han diseñado en el contexto del desarrollo institucional de la CREG, para: 1) preservar los recursos energéticos y 2), se minimicen los riesgos de desatención de la demanda.

De esta manera, resaltamos que, por primera vez, se haya implementado en el segundo semestre del año 2024, las medidas planteadas para una condición de Riesgo del sistema a través del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD, establecido través de las Resoluciones CREG 026 y 155 de 2014, lo anterior, dada la situación de bajos niveles de embalses, sumada a un precio elevado en el mercado mayorista, lo que ocasionó:

1. La implementación del mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad frente a la necesidad de proteger los recursos hídricos, a fin de mitigar la degradación del embalse del SIN.
2. La activación de las obligaciones del Cargo por Confiabilidad.

Al respecto, creemos que, para lograr una señal más clara de su implementación y promover el ahorro de los recursos energéticos en el marco de la adecuada gestión de riesgos, es fundamental evaluar posibles ajustes al Estatuto, en especial al mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad, en el contexto de la sostenibilidad energética del SIN, como lo presentamos a continuación.

1. Balance Oferta/Demanda de energía

Como primera medida, es importante señalar que, en 2014 se preveía un esquema de mayor oferta en el SIN a partir del Plan de Expansión de Generación 2014-2028. De hecho, se tenía previsto para el año 2024 una demanda de cerca de 7113¹ GWh-mes (cerca de 8% superior a la demanda registrada actualmente) con cerca de 237GWh-día de OEF (cerca de 8% superior a la OEF del periodo 2023-2024), con lo cual, frente a una situación de hidrología crítica, no se preveía una señal de demanda no cubierta en el SIN, dado que el esquema del Cargo por Confiabilidad prevé el mecanismo normativo para asegurar el abastecimiento de la demanda en condiciones de escasez. No obstante, como lo exponemos más adelante, la aplicación simultánea de la exigencia de OEF y de las medidas del Estatuto asociadas al mecanismo de Energía Vendida y Embalsada -EVE- ocasionó que en algunos días de los meses recientes, se haya presentado demanda no cubierta en el SIN, lo cual, a todas luces, es sujeto de revisión en el marco de dar señales de alerta frente a los posibles déficit de energía firme que se presentan para atender los picos de consumo en el SIN durante situaciones de hidrología crítica.

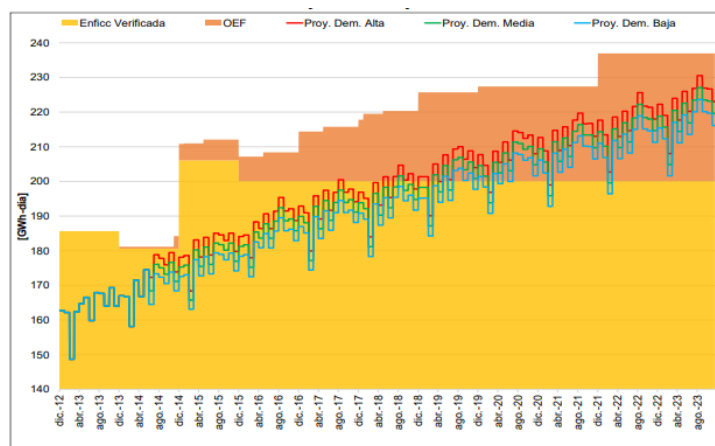


Figura 1. ENFICC verificada y OEF vs Proyecciones de demanda Julio 2014²

2. Revisión del impacto de la aplicación del Mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad del ESRD

Desde ANDEG, consideramos que el mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad requiere una evaluación económica profunda, basada en la experiencia de su aplicación reciente. Esto se debe a que, en el proceso llevado a cabo de aplicación de las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 026 y 155 de 2014, hubo ineficiencias, distorsiones y sobrecostos para el Sistema,

¹ http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2014/Plan_GT_2014-2028.pdf

² Tomado de: http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2014/Plan_GT_2014-2028.pdf

que debe abordarse desde la perspectiva mitigación de impactos y aseguramiento para atención de la demanda. Además, desde nuestra Agremiación consideramos que la implementación del mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad no maximizó el uso de la generación térmica en el despacho real, lo cual dificultó alcanzar el objetivo de un embalsamiento más eficiente mediante la generación de energía firme, tal como se observa en la Figura 2.

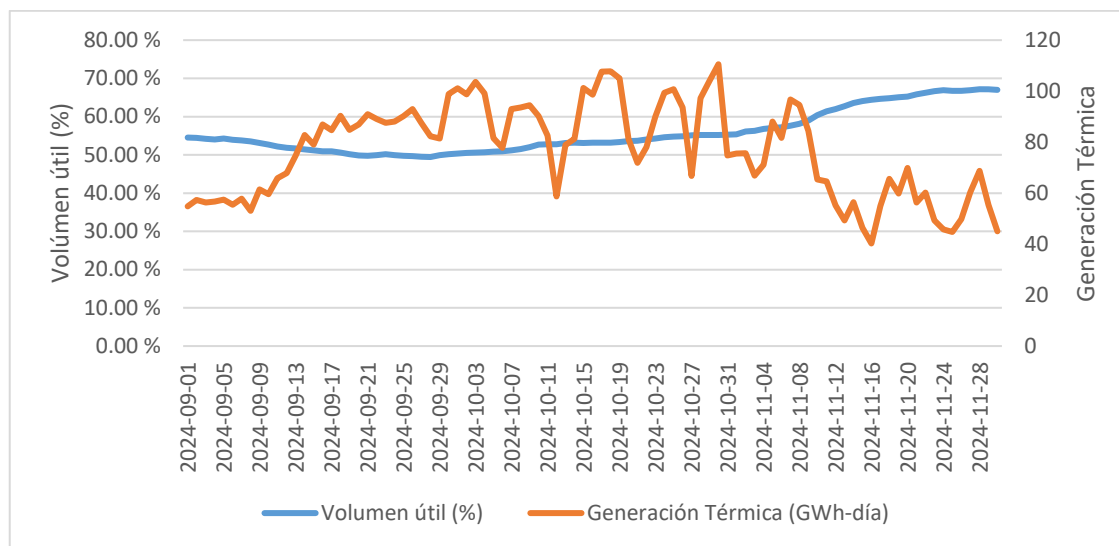


Figura 2. Relación Volumen útil vs Generación Térmica. Fuente: XM

En este sentido, vemos necesario evaluar el mecanismo de manera integral. Por ejemplo, para el mes de octubre de 2024, según datos de XM³, la Energía Vendida y Embalsada-EVE fue de 1.010 GWh, lo cual impone un sobrecosto para la demanda de aproximadamente \$1 billón de pesos, en adición a un estimado 500 GWh del mes de noviembre, lo que en su conjunto, alrededor de 1.5 billones de pesos, serán asumidos por los usuarios en el componente de Restricciones durante los próximos 3 años.

Es importante destacar que, durante la implementación del mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad, las transacciones de energía experimentaron un aumento considerable. En la Figura 3, se muestra el monto total de las transacciones por concepto de desviaciones de OEF en los meses en los que se activó de forma natural el Cargo por Confiabilidad (octubre de 2023 y abril de 2024), así como en los meses de septiembre a noviembre de 2024, cuando se aplicó el mecanismo del ESRD. Se puede observar claramente, que, con la aplicación del mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad, las transacciones aumentaron más de un 800%, frente a la operación normal del mercado en condición de escasez; aquí, es preciso señalar que aproximadamente medio

³ <https://www.xm.com.co/noticias/7327-informe-de-xm-sobre-las-variables-del-mercado-de-energia-en-octubre-de-2024>

billón de pesos serán asumidos por los usuarios⁴, dada la situación de Demanda No Cubierta presentada.

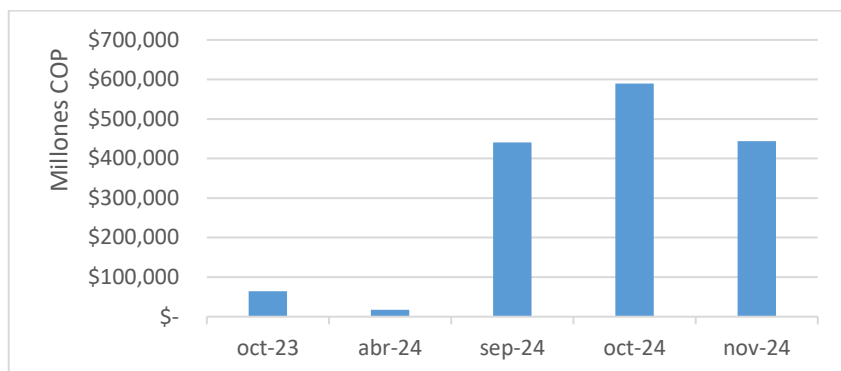
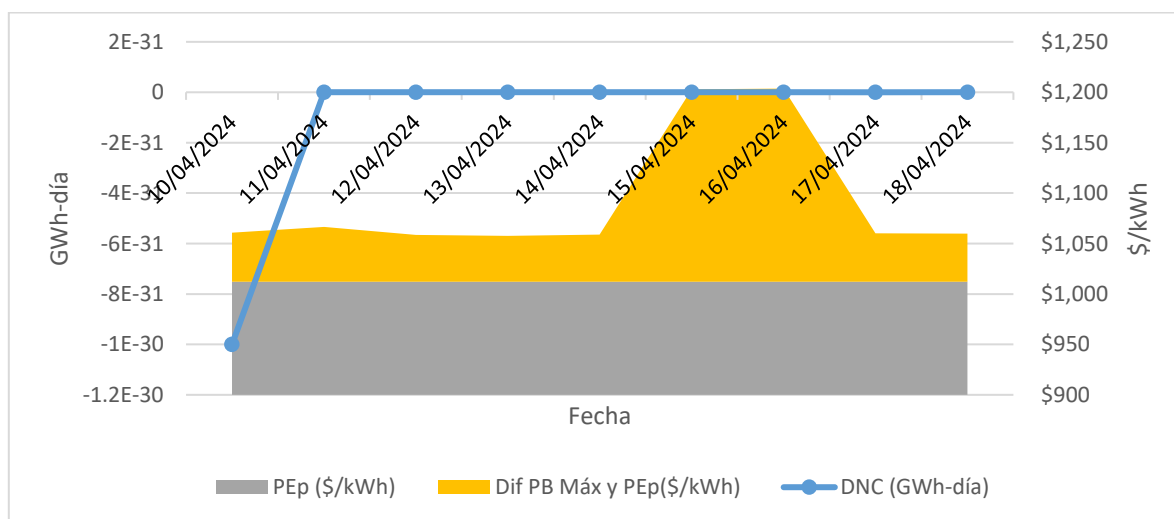


Figura 3. Costos de transacciones en bolsa por concepto de desviaciones de OEFH. Fuente: XM

Dicho aumento en el costo de transacciones también se observa por el aumento del Precio de Oferta Ajustado, el cual en varios momentos de Octubre y Noviembre alcanzó valores similares al primer escalón del Costo Operativo de Racionamiento. Esta situación ocasionó, como se observa en la Figura 4, que la diferencia entre el Precio de Bolsa y el Precio de Escasez Ponderado pasara de \$25/kWh de diferencia a cerca de \$1600/kWh, lo cual, incrementó el valor de las transacciones en el mercado de energía mayorista a todos los agentes, tanto generadores como comercializadores.

Así mismo, se observa que la Demanda No Cubierta durante la aplicación del Cargo por Confiabilidad fue siempre de cero, mientras que, por la disminución artificial de las OEF de los agentes hidráulicos debido a la aplicación del EVE, se presentó Demanda No Cubierta, como se observa en la Figura 5.



⁴ Dada la Res. CREG 101 056 de 2024, donde se establecieron reglas para la asignación de costos de la demanda no cubierta.

Figura 4. Comportamiento de variables DNC y precio de transacciones en aplicación del CxC. Fuente de datos: XM

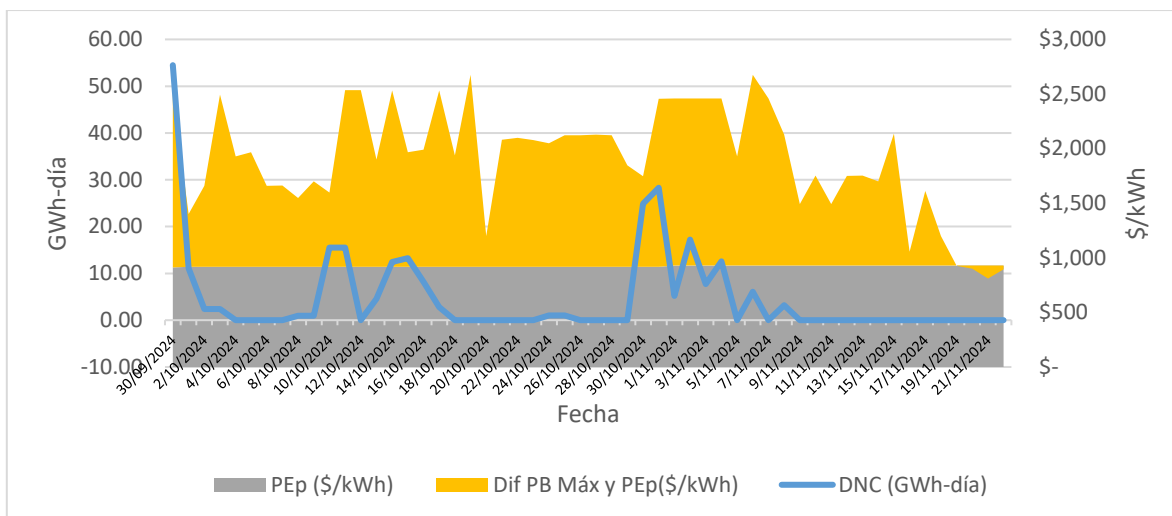


Figura 5. Comportamiento de variables DNC y precio de transacciones en aplicación del Mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad. Fuente de datos: XM

En resumen, la aplicación del mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad llevó a un aumento en el valor de las transacciones en el mercado eléctrico frente al pago de los usuarios del mecanismo del Cargo por Confiabilidad, dado particularmente por la aplicación del EVE, que ocasionó penalizaciones por desviaciones negativas en la OEF para la generación térmica, y sobrecostos para los usuarios dada la situación de demanda no cubierta.

En este sentido, la aplicación del esquema dada la condición de riesgo del sistema, genera un desbalance en la asignación de responsabilidades entre generadores hidráulicos y térmicos, dado que con la implementación del EVE, a los agentes hidráulicos se les exonera de sus obligaciones del Cargo por Confiabilidad y en adición se establece una cuenta por pagar a cargo de los consumidores por concepto de la energía vendida y embalsada, y recae la responsabilidad de la recuperación del embalse en los generadores térmicos, con la "amenaza" permanente de intervención de los precios de energía.

En adición, con la utilización de mecanismo señalado durante los meses recientes no fue claro el criterio de asignación de recursos en el despacho eléctrico, dado que, en muchos casos, para evitar vertimientos, la programación favoreció la generación hidráulica en detrimento de la térmica, lo que no es acorde con los objetivos del Estatuto y se compromete la confiabilidad del sistema.

3. Revisión del mecanismo de asignación de la Energía Vendida y Embalsada-EVE

En relación con el EVE, tal como lo señalamos en la Comunicación ANDEG-099-2024, nos preocupa que se estén exonerando de las obligaciones de energía en firme a los generadores hidráulicos, cuando, en realidad, estos deberían cumplir con ellas, conforme al propósito original del mecanismo del Cargo por Confiabilidad. Como resultado, el Mecanismo puede estar dando señales equívocas de uso de los recursos hidráulicos del SIN.

En línea con lo anterior, a pesar de que a través del mecanismo del EVE se les exime los compromisos de entrega de las Obligaciones de Entrega Firme (OEF) a los generadores hidráulicos, algunos de ellos continuaron presentando desviaciones positivas al ser asignados con generación ideal, como se evidencia en el Documento CREG 901145 de 2024- ilustración 12, lo cual, refleja una desoptimización de los recursos del SIN, en incluso, le abre la puerta a comportamientos estratégicos de agentes con portafolio de generación, en el sentido de obtener rentas de corto plazo, al vender energía a precios altos, y entregarla, en momentos en que las condiciones de mercado no son críticas.

En conclusión, el efecto de la aplicación del Mecanismo de Sostenimiento de la Confiabilidad para la demanda, fue el pago adicional de "anillo de seguridad" artificial del Cargo por Confiabilidad, a través de la Demanda No Cubierta, y el pago del EVE a través de Restricciones, cuando ya el mismo Cargo por Confiabilidad debe garantizar la energía durante condiciones críticas.

4. Propuestas

Con el objetivo de realizar mejoras estructurales al mecanismo de sostenimiento de la confiabilidad, resulta fundamental revisar los siguientes aspectos clave:

a) **Revisión del Precio del Compromiso:** Proponemos que este precio sea determinado tomando como referencia el valor mínimo entre el precio de oferta del agente hidráulico y el precio marginal de escasez. Esta modificación permitiría una asignación más adecuada, alineada con las condiciones del mercado, y contribuiría a un esquema de remuneración más eficiente, especialmente en momentos críticos de escasez.

b) **Separación del EVE de las Obligaciones de Energía en Firme:** Consideramos que el Exceso de Venta de Energía (EVE) debería ser tratado como un mecanismo distinto a las Obligaciones de Energía en Firme (OEF). Por lo tanto, sugerimos que no se realicen ajustes a las OEF basados en el EVE. En su lugar, se debe garantizar generación térmica que garantice preservar el recurso hidráulico, en condiciones de sostenibilidad de las plantas de generación. Esta medida ayudaría a preservar la estructura y los objetivos del Cargo por Confiabilidad, al tiempo que se fomenta un uso más eficiente de los recursos energéticos disponibles.

c) **Prelación aplicación Cargo por Confiabilidad vs Mecanismo de Sostenimiento de la Confiabilidad:** Solicitamos considerar un ajuste

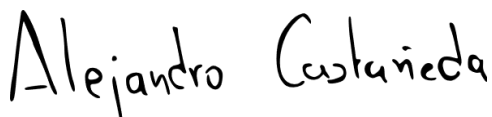
al Mecanismo antes mencionado, en donde se señale que la regla de exigencia de las obligaciones de Cargo por Confiabilidad debe prevalecer en la aplicación del apartado III del Estatuto, en esa vía, la aplicación del EVE debe ser para recursos que tengan una ENFICC no comprometida. Lo anterior, a fin de: 1) preservar el embalse del sistema, 2) maximizar la generación térmica disponible y 3) minimizar los costos para la demanda del SIN.

Finalmente, es importante resaltar que la eficiencia en el uso de los recursos energéticos y la adecuada asignación de responsabilidades entre los agentes del sistema son fundamentales para asegurar un suministro de energía confiable y económico para todos los usuarios, en el marco de un entorno estable de la regulación económica para la promoción de inversiones en generación de energía firme y confiable.

Al respecto, solicitamos que consideren los planteamientos realizados por nuestra Agremiación en esta comunicación, en el contexto del desarrollo de la agenda regulatoria de la CREG, y sugerimos, respetuosamente, la posibilidad de agendar una reunión para discutir el contenido aquí planteado.

Sin otro particular, nos es grato suscribirnos del Señor Ministro y del Señor Director con sentimientos de consideración y aprecio.

Cordialmente,



Alejandro Castañeda Cuervo
Presidente Ejecutivo

Copia:

Dra. María Nohemí Arboleda, Gerente General, XM S.A. E.S.P.

ANDEG -071- 2026

Bogotá D.C., julio 31 de 2026

Doctora

Adriana Jiménez Delgado

Directora Ejecutiva

Comisión de Regulación de Energía y Gas- CREG

Ciudad

Asunto: Presentación de estudio técnico sobre la problemática de ciclajes de unidades térmicas en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)

Respetada señora Directora:

Desde ANDEG y sus empresas afiliadas, ponemos a consideración de la Comisión el estudio técnico que desarrollamos junto con la firma Global General Consulting sobre la problemática asociada a los procesos de arranque – parada de unidades térmicas en cortos periodos de tiempo, conocidos como ciclajes, y sus efectos sobre la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Esta preocupación ya ha sido expuesta a la CREG con anterioridad, mediante la comunicación ANDEG-013-2024.

Como se recordará, en dicha oportunidad señalamos que los continuos cambios en el encendido y apagado de las centrales térmicas someten sus componentes críticos: líneas de vapor, turbina, caldera y sistemas auxiliares, a fuertes choques y esfuerzos térmicos. En línea con lo anterior, por efecto de la interacción entre los fenómenos de deformación y fatiga, se tiene como consecuencia un acortamiento de la vida útil de los activos, un incremento en las tasas de salidas forzadas y mayores costos de mantenimiento e inversión. Esta situación, tal como lo advertimos también desde 2019 mediante la comunicación ANDEG-072-2019, conduce a un espiral de problemas de confiabilidad en el SIN que afecta no solo la operación de las plantas, sino los indicadores de los agentes frente a las reglas del Cargo por Confiabilidad.

Con el propósito de profundizar en el análisis de esta problemática y aportar elementos técnicos objetivos que permitan a la Comisión valorar su magnitud y las alternativas regulatorias disponibles, ANDEG realizó un estudio junto con la firma Global General Consulting. A continuación, presentamos las principales consideraciones de dicho estudio:

La transición energética ha convertido al parque térmico en el respaldo flexible del sistema: el despacho económico exige hoy arranques diarios, paradas de fin de semana y transiciones de configuración continuas en los ciclos combinados. Cada uno de esos arranques impone a las unidades un daño termomecánico que ocurre por evento — fatiga de bajos ciclos en rotores, carcasas y calderas — y que consume de manera acelerada la vida útil de los activos: al ritmo del despacho histórico, las unidades más exigidas del parque agotan su capital de vida por fatiga entre seis y nueve veces más rápido que el supuesto de diseño con el que fueron comisionadas, además de experimentar una degradación progresiva de su eficiencia térmica. El Costo de Operación y Mantenimiento (COM) definido en la Resolución CREG 034 de 2001, modificada por la Resolución CREG 044 de 2020, remunera el desgaste de forma volumétrica, por energía generada — un diseño calibrado para operación de carga base —, de modo que el costo del daño por evento no encuentra hoy reconocimiento explícito y termina absorbido, de manera opaca, por los precios de arranque-parada que se liquidan dentro de las restricciones.

Esta problemática no es exclusiva de Colombia ni carece de referentes metodológicos. El estudio se apoya en el estándar internacional desarrollado por Intertek APTECH para el National Renewable Energy Laboratory de los Estados Unidos (*Power Plant Cycling Costs*, NREL/SR-5500-55433), referencia global para cuantificar los costos de capital y mantenimiento asociados a cada arranque según su severidad térmica, así como en la literatura de los fabricantes (GE GER-3620) y de EPRI, que documentan los factores de daño por estado térmico frío, tibio y caliente.

La expectativa hacia el futuro es que esta exigencia sobre el parque térmico no se detendrá, sino que se intensificará. Los atrasos en la entrada de proyectos de generación y de transmisión, la creciente penetración de fuentes renovables no convencionales — cuya variabilidad debe ser compensada hora a hora — y el aumento sostenido de la demanda imprimen variaciones cada vez más significativas al despacho. El análisis prospectivo del estudio, construido sobre simulaciones de despacho para los años 2026 y 2028 bajo distintas hidrologías y escenarios de expansión renovable, confirma que el ciclaje es una característica estructural del nuevo rol del parque térmico y no un fenómeno coyuntural.

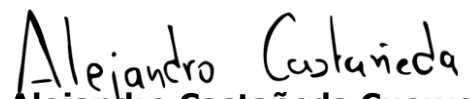
En función de lo anterior, el estudio que anexamos a esta comunicación incluye una propuesta de solución para la actualización de la Resolución CREG 034 de 2001, modificada por la Resolución CREG 044 de 2020: una formulación única y

regulada del COM en dos componentes — un componente de fluencia, que conserva sin modificación los valores vigentes por tecnología indexados por IPC, y un componente de fatiga, proporcional a los arranques efectivamente registrados por el operador del sistema, con parámetros estándar por tecnología.

Desde ANDEG manifestamos nuestra plena disposición para sustentar el estudio ante la Comisión y sus equipos técnicos, y para participar en las mesas de trabajo que la CREG estime pertinentes para la discusión de esta propuesta.

Sin otro particular, nos es grato suscribirnos de la Señora Directora.

Cordialmente,


Alejandro Castañeda Cuervo
Presidente Ejecutivo

Copia a: Expertos Comisionados

Anexos:

- Comunicación ANDEG-013-2024
- Estudio Técnico, Regulatorio y Operativo sobre el Impacto del Ciclaje en las Plantas Térmicas del SIN (julio de 2026)

ESTUDIO TÉCNICO, REGULATORIO Y OPERATIVO SOBRE EL IMPACTO DE CICLAJES EN PLANTAS TÉRMICAS DEL SIN

Presentado a:

Comité Técnico Asociación Nacional de Empresas Generadoras -
ANDEG

Elaborado por:

Global General Consulting SAS



Colombia Julio de 2026

Tabla de Contenido

1. Introduccion.....	4
2. Contexto del despacho y el ciclaje	4
2.1. Despacho y rol del CND (seguridad, confiabilidad, economía).....	5
2.2. Parámetros de despacho y causas del ciclaje	6
2.3. Remuneración del daño por ciclaje: marco regulatorio	7
2.3.4. Asimetría estructural del marco vigente.....	8
3. Benchmark internacional de flexibilidad.....	8
3.1. Cuantificación del Costo de Ciclaje: El Estándar NREL.....	8
3.2. Evidencia científica del costo del ciclaje	9
3.3. Modelos de remuneración: Análisis Comparativo	10
3.3.1. EE. UU.: productos y make-whole.....	10
3.3.2. Europa: capacidad y restricciones.....	10
3.3.3. Chile: servicios complementarios	10
3.4. Brechas Colombia vs. mejores prácticas	11
3.5. Conclusiones del benchmark	13
4. Impacto del ciclaje en plantas térmicas	13
4.1. Modelo Coffin–Manson.....	13
4.2. Coffin–Manson y operación térmica	14
4.3. Aplicación a plantas térmicas	14
4.4. Factores de daño por estado térmico	15
5. Evaluación cuantitativa del estrés térmico	15
5.1. Escenarios de simulación.....	15
5.2. Indicadores y metodología de desgaste	17
5.2.3. Procedencia y auditoría del umbral comparativo	18
5.3. Diagnóstico histórico: consumo de vida (EOH)	19
5.3.1. Composición del consumo de vida (EOH)	19
5.3.2. Perfil histórico de ciclaje por severidad térmica	21
5.3.3. Ciclaje en ciclos combinados.....	22
5.3.4. Métrica neutral: ratio frecuencia observada vs benchmark NREL/EPRI por subcategoría	23
5.4. Análisis prospectivo.....	25
5.4.1. Análisis Prospectivo Año 2026	26
5.4.2. Análisis Prospectivo Año 2028	32
5.5. Valorización económica del daño por ciclaje.....	39
6. Propuesta regulatoria y hoja de ruta.....	42
6.1. Marco general de la propuesta regulatoria	42

6.2. Propuesta de corto plazo: incorporación del tope anual al Anexo 4 CNO 1816.....	42
6.2.1. Diagnóstico del vacío regulatorio.....	42
6.2.2. Propuesta concreta	43
6.2.3. Mecanismo de equivalencia térmica	43
6.2.4. Sustento técnico	44
6.2.5. Implicación económica.....	44
6.2.6. Hoja de ruta y horizonte	44
6.2.7. Cuatro aristas regulatorias	44
6.3. Propuesta de mediano plazo: actualización metodológica del COM 034/2001	45
6.3.1. Diagnóstico del COM 034/2001 actual	45
6.3.2. Articulación con la Propuesta 6.2	45
6.3.3. Fórmula propuesta.....	45
6.3.4. Redistribución entre componentes del recaudo.....	45
6.3.5. Articulación con el Par ofertado vigente.....	46
6.3.6. Horizonte de implementación	46
6.4. Acciones operativas ante el CND y Acuerdos CNO.....	47
7. Conclusiones y recomendaciones.....	47
7.1. Síntesis de Hallazgos Operativos, Prospectivos y Regulatorios	47
7.2. Resumen de la propuesta	48
7.3. Matriz de mitigación.....	49
8. Referencias Bibliográficas	51
8.1. Normativa y Regulación (Colombia).....	51
8.2. Estudios Académicos y Tesis de Investigación	52
8.3. Referencias Técnicas y Metodologías Operativas	53

1. Introduccion

La transición energética y la creciente variabilidad operativa del Sistema Interconectado Nacional (SIN) están reconfigurando el rol de las plantas térmicas en Colombia. Un parque diseñado históricamente y financieramente para operar en carga base hoy es requerido como respaldo flexible: encender, apagar, seguir rampas pronunciadas y transitar configuraciones en ciclos combinados con mayor frecuencia. Esta dinámica, impulsada por la penetración de fuentes renovables variables, por restricciones de red y por la optimización centralizada del despacho, tiene una consecuencia física inevitable: el ciclaje acelera el desgaste termomecánico de los activos (fatiga térmica y consumo de vida útil), incrementa la probabilidad de fallas y anticipa mantenimientos mayores (overhauls) con impacto directo en costos y confiabilidad futura del sistema.

En paralelo, el marco de remuneración del Mercado de Energía Mayorista (MEM) fue concebido para un contexto distinto. Si bien existen mecanismos para reconocer costos operativos —como los costos de arranque-parada (CAP) y los Costos de Operación y Mantenimiento (COM)—, la estructura vigente no incorpora de forma explícita un cargo por daño de fatiga o por reducción acelerada de vida útil asociada al ciclaje. El resultado es una brecha entre la exigencia física impuesta por el despacho y las señales económicas disponibles para sostenerla: el sistema demanda flexibilidad, pero no siempre la remunera de manera proporcional al desgaste que produce.

El presente documento desarrolla un análisis integral sobre el fenómeno del ciclaje en las plantas térmicas del Sistema Interconectado Nacional y sus implicaciones técnicas, económicas y regulatorias. Su estructura sigue una secuencia lógica que parte del contexto operativo y regulatorio que enmarca la problemática, continúa con la revisión de referentes internacionales y fundamentos técnicos que permiten dimensionarla adecuadamente, y posteriormente presenta una evaluación cuantitativa basada en evidencia histórica y proyecciones operativas. Finalmente, se consolida una propuesta regulatoria y una hoja de ruta de implementación orientadas a mitigar los impactos identificados, asegurando coherencia entre las exigencias del despacho, la sostenibilidad técnica de los activos y las señales económicas del mercado.

2. Contexto del despacho y el ciclaje

La presente sección desarrolla el marco operativo y regulatorio dentro del cual se origina el fenómeno del ciclaje en las plantas térmicas del Sistema Interconectado Nacional. Se examina cómo el diseño del despacho —en su dimensión de seguridad, confiabilidad y eficiencia económica— y la parametrización técnica declarada por los agentes condicionan los perfiles de operación de las unidades térmicas. Asimismo, se aborda la relación entre las señales del operador, las restricciones del sistema y los mecanismos de remuneración vigentes, con el fin de establecer el punto de partida conceptual que explica por qué la operación flexible, cada vez más exigida al parque térmico, se traduce en mayores niveles de arranques, paradas y variaciones de carga.

2.1. Despacho y rol del CND (seguridad, confiabilidad, economía)

El despacho económico es el proceso mediante el cual se programa la generación de energía eléctrica para atender la demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN). El operador del sistema, el Centro Nacional de Despacho (CND), tiene la responsabilidad legal de realizar esta tarea para garantizar que la operación integrada de los recursos cubra la demanda de potencia y energía de manera segura, confiable y económica.

El objetivo fundamental es asegurar la prestación del servicio al menor costo económico posible, cumpliendo con criterios de calidad, confiabilidad y seguridad. La Ley 143 de 1994 dicta que la operación debe buscar abastecer la demanda bajo criterios de viabilidad financiera y uso eficiente de los recursos.

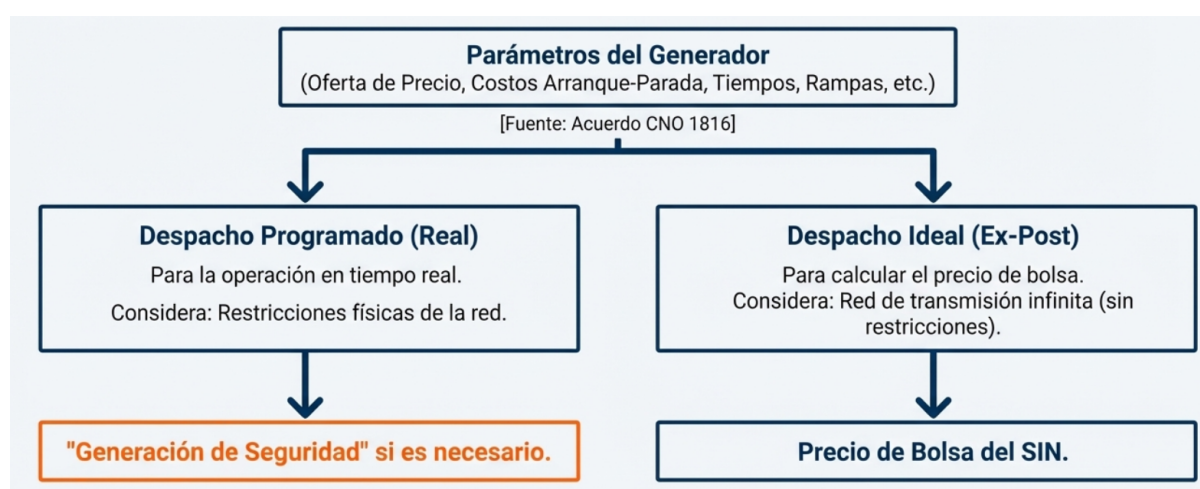


Figura 1. Parámetros del generador y su relación con el despacho programado (con restricciones y posible generación de seguridad) y el despacho ideal (precio de bolsa).

La Figura 1 describe los dos principales tipos de despacho que el CND ejecuta diariamente mediante un proceso de optimización que involucra dos etapas principales:

- **Despacho Programado (Real):** Se realiza para la operación en tiempo real. Considera las restricciones físicas de la red de transmisión (STN, STR) y requerimientos de seguridad/confiabilidad. Si la red no permite transportar la energía más barata (mérito), el CND programa recursos más costosos ubicados localmente, lo que se conoce como "Generación de Seguridad".
- **Despacho Ideal:** Se determina *ex-post* (después de la operación) para calcular el precio de bolsa. Considera la demanda real y la disponibilidad real de las plantas, minimizando los costos operativos (precio de oferta + arranque/parada), pero asumiendo una red de transmisión infinita (sin restricciones de red).

Una vez establecido el 'qué' del despacho, el siguiente nivel es el 'cómo': el CND solo puede optimizar con base en los parámetros técnicos y económicos declarados por los agentes.

2.2. Parámetros de despacho y causas del ciclaje

Para realizar el despacho, los generadores deben reportar al CND una serie de parámetros técnicos y económicos estandarizados, principalmente a través del Acuerdo CNO 1816.

Parámetros utilizados:

- **Económicos:** Oferta de precio de energía (\$/MWh) y Costos de Arranque-Parada (ofertados en dólares).
- **Técnicos:**
 - **Disponibilidad:** Cantidad de potencia (MW) disponible por hora.
 - **Configuraciones:** En plantas de ciclo combinado, se deben declarar las configuraciones factibles (ej. 1 turbina gas + 1 vapor) y sus transiciones.
 - **Tiempos y Rampas:** Tiempo de arranque (frío, tibio, caliente), Tiempo Mínimo de Generación (TMG), Tiempo Mínimo Fuera de Línea, y rampas de aumento/disminución de carga.
 - **Límites Operativos:** Mínimo Técnico y Capacidad Efectiva Neta (CEN).

Estos parámetros no son neutrales: su combinación (rampas, mínimos, TMG, transiciones) define la flexibilidad efectiva de cada planta y, por tanto, el tipo de ciclaje que el sistema termina induciendo en la operación.

Causas del Ciclaje desde el Despacho:

El "ciclaje" se refiere a la operación frecuente de arranque y parada de las unidades, o variaciones significativas de carga, en lugar de una operación continua en base. Esto ocurre por:

- **Optimización de Configuraciones (CREG 028/2022):** La normativa actual faculta al CND para seleccionar la configuración más eficiente de un ciclo combinado en el despacho. Esto puede forzar a la planta a transiciones operativas (encender/apagar unidades específicas) para ajustarse al óptimo del sistema, en lugar de mantener una configuración estable elegida por el agente.
- **Restricciones de Red:** Limitaciones en la transmisión pueden requerir que una planta arranque solo por pocas horas para cubrir seguridad local y luego se apague, generando ciclos térmicos adicionales.
- **Despachos Alternativos:** Situaciones matemáticas en el modelo de despacho que generan oscilaciones de carga (aumento-disminución en periodos consecutivos) que, aunque corregidas por parámetros como UR' y DR', implican estrés operativo.
- **Penetración de Renovables:** La variabilidad de fuentes solares y eólicas obliga a las térmicas a operar como respaldo flexible, encendiendo y apagando según la disponibilidad del recurso renovable.
- **Optimización Desacoplada en el Tiempo:** La optimización del despacho en horizontes temporales discretos (por ejemplo, día a día) puede no internalizar adecuadamente los costos de arranque/parada, tiempos mínimos de generación y Fuera de Línea. Esto puede llevar a

decisiones como apagar una unidad en el día D por criterios económicos de corto plazo, aun cuando dicha unidad será requerida en el día D+1 pero no podrá entrar en operación por limitaciones técnicas, obligando al arranque de otras unidades. Este fenómeno incrementa el ciclaje y genera ineficiencias económicas y operativas en el sistema.

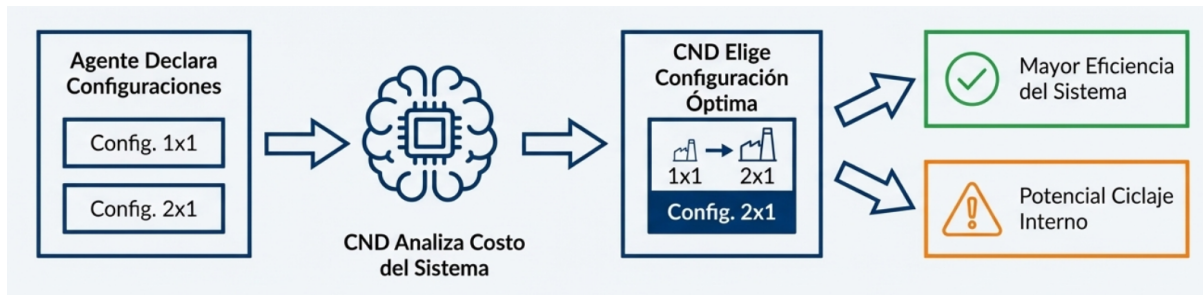


Figura 2. Selección centralizada de configuraciones por el CND para minimizar el costo del sistema, con el riesgo asociado de mayor ciclaje interno en la planta

En síntesis, como se ilustra en la Figura 2, el diseño actual del despacho y sus señales operativas —ya sea por optimización de configuraciones, restricciones de red o variabilidad renovable— inducen dinámicas de operación que incrementan estructuralmente el ciclaje del parque térmico.

2.3. Remuneración del daño por ciclaje: marco regulatorio

Actualmente, la regulación colombiana no posee un cargo explícito por "daño por fatiga" o "reducción de vida útil". Sin embargo, existen mecanismos diseñados para remunerar los costos operativos incurridos durante estos eventos:

- **Precios de Arranque-Parada (Par):** Se reconocen los precios ofertados por el agente para cada ciclo de arranque. Con la **Resolución CREG 101 028 de 2022**, estos precios se ofertan desagregados por unidad de generación y estado térmico (frío, tibio, caliente), permitiendo cobrar el costo específico de la transición o el arranque realizado.
- **Remuneración por Reconciliación Positiva:** Cuando una planta es despachada por seguridad (fuera de mérito), se le remunera a través de la reconciliación positiva. Esta fórmula reconoce los costos variables de operación, incluyendo el Costo de Suministro y Transporte de Combustible (CSC, CTC), Otros Costos Variables (OCV) y el Costo de Operación y Mantenimiento (COM).
- **Costo de Operación y Mantenimiento (COM):** Definido en la **Resolución CREG 034 de 2001**, este valor busca cubrir los costos variables de desgaste de la máquina. No obstante, se debe de analizar si estos valores indexados cubren adecuadamente el desgaste acelerado (fatiga térmica, *creep*) provocado por el alto ciclaje actual, como observa en la Figura 3.



Figura 3. Brecha de Cobertura del Costo de Operación y Mantenimiento definido en la Regulación CREG 034 de 2001

Una vez cuantificado el daño, emerge el punto central del estudio: la estructura de remuneración reconoce combustible y algunos componentes de O&M, pero no internaliza de forma explícita el costo de fatiga asociado al ciclaje creciente.

2.3.4. Asimetría estructural del marco vigente

El marco regulatorio vigente combina tres instrumentos — CREG 034/2001 para el COM volumétrico, CREG 028/2022 para los defaults del Par por estado térmico, y los Acuerdos CNO (en particular el 1816) para los parámetros técnicos operativos. Sin embargo, esta combinación presenta una asimetría estructural: el daño termo-mecánico real se acumula por evento de arranque (función del estado térmico y la profundidad del ciclo), pero el reconocimiento económico vía COM se calcula por volumen generado (MWh). Esta asimetría era operativamente tolerable bajo régimen de carga base para el que el COM 034/2001 fue calibrado en 2001, pero deja sin captura el daño estructural del régimen flexible continuo bajo el que opera el parque térmico colombiano actualmente. La sección 6 del presente estudio desarrolla la propuesta regulatoria para cerrar esta asimetría.

3. Benchmark internacional de flexibilidad

Este análisis comparativo establece un marco de referencia sobre cómo los mercados eléctricos avanzados cuantifican el costo del desgaste por fatiga térmica y qué mecanismos de mercado utilizan para remunerar la flexibilidad. El análisis se fundamenta en estudios del *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) y la experiencia operativa de mercados como CAISO (California) y PJM.

3.1. Cuantificación del Costo de Ciclaje: El Estándar NREL

El estudio desarrollado por Intertek APTECH para el NREL es la referencia global para convertir el daño físico (fatiga, *creep*) en costos económicos operativos. Esta metodología establece que el costo de un arranque no se limita al combustible, sino que debe desglosarse para reconocer el impacto a largo plazo.

Componentes del Costo de Ciclaje:

- **Sobrecostos de Capital y Mantenimiento (C&M):** Es el componente crítico y a menudo subestimado. Representa la reducción de la vida útil de los componentes y la necesidad de

adelantar inversiones (reparaciones mayores u *overhauls*) debido al estrés térmico y de presión acumulado.

- **Impacto en la Tasa de Fallas (EFOR):** El ciclaje incrementa la probabilidad de salidas forzadas, generando un riesgo financiero por lucro cesante.
- **Costos Directos:** Combustible de arranque y consumo de auxiliares eléctricos.

Referencia de Costos:

El NREL estima que, excluyendo el combustible, el costo mediano de C&M por un Arranque Frío es de:

- **85 USD/MW** de capacidad para unidades de Ciclo Combinado.
- **41 USD/MW** de capacidad para turbinas de gas de ciclo abierto (*peaking*).

Asimismo, se estandariza la clasificación de maniobras para su valoración económica diferenciada: *Hot Start* (<12h), *Warm Start* (12h-72h) y *Cold Start* (>72h).

3.2. Evidencia científica del costo del ciclaje

Las regulaciones más avanzadas basan sus parámetros en estudios técnicos que cuantifican el daño físico.

A. NREL (National Renewable Energy Laboratory - USA)

- **Estudio Clave:** *Power Plant Cycling Costs* (Kumar et al., 2012 / Actualizaciones recientes).
- **Hallazgo:** El "Costo de Ciclaje" no es solo combustible de arranque. Se desglosa en:
 - **Daño por Fatiga-Creep:** Interacción de estrés térmico y presión que reduce la vida útil de componentes críticos (rotores, carcassas de turbina, colectores).
 - **EFOR (Equivalent Forced Outage Rate):** El ciclaje agresivo aumenta exponencialmente la tasa de fallas forzadas a futuro.
 - **Degradación del Heat Rate:** Operar a carga parcial o en transiciones constantes empeora la eficiencia térmica permanentemente.
- **Impacto Regulatorio:** Se recomienda que los *Start-up Costs* incluyan una componente de "amortización de daño capital mayor" y no solo consumibles.

B. EPRI (Electric Power Research Institute)

- **Concepto:** "The Death Spiral". El ciclaje aumenta los costos → la planta se vuelve menos competitiva → es despachada menos (solo picos) → cicla más → más daño.
- **Recomendación:** Implementar **Mantenimiento Basado en la Condición (CBM)** y reconocer costos variables no combustibles (VOM) diferenciados por modo de operación (base vs. cíclico).

3.3. Modelos de remuneración: Análisis Comparativo

3.3.1. EE. UU.: productos y make-whole

Es el modelo más relevante para Colombia por la naturaleza de despacho centralizado de costos auditados.

CAISO (California) - Flexible Ramping Product (FRP)

- **Mecanismo:** Ante la famosa "Curva de Pato" (Duck Curve), CAISO creó un producto de mercado explícito. No solo paga por energía, paga por **capacidad de rampa** (subir o bajar) reservada para cubrir la incertidumbre neta de carga+renovables en intervalos de 5 y 15 minutos.
- **Lección:** Remunera la *capacidad* de moverse rápido, independientemente de si se usa la energía.

PJM / MISO - Uplift & Make-Whole Payments (MWP)

- **Mecanismo:** Es la "red de seguridad". Si una planta es comprometida por confiabilidad o flexibilidad y los precios de mercado (LMP) no cubren sus costos totales (Arranque + No-load + Costos variables), el operador paga la diferencia *diariamente*.
- **Diferenciador:** Incluyen explícitamente el **Costo de Oportunidad** y permiten ofertas de arranque complejas (multietapa), garantizando que la planta nunca opere a pérdida por instrucciones del operador.

3.3.2. Europa: capacidad y restricciones

Reino Unido - Capacity Market

- **Mecanismo:** Subastas de capacidad (T-4 y T-1). Las térmicas reciben un pago fijo (£/kW/año) por estar disponibles.
- **Penalizaciones:** Si hay un "Stress Event" y la planta falla (ej. por fatiga acumulada), las penalidades son severas. Esto internaliza el costo de mantenimiento preventivo robusto en la oferta de capacidad.

España - Gestión de Restricciones Técnicas

- **Mecanismo:** Similar a la Reconciliación Positiva de Colombia. Red Eléctrica (REE) redespacha unidades fuera de mérito para solucionar problemas de red.
- **Remuneración:** Se paga el costo de la energía redespachada. Recientemente, se ha debatido la necesidad de mecanismos de capacidad para evitar el cierre de ciclos combinados necesarios para respaldo.

3.3.3. Chile: servicios complementarios

- **Contexto:** Alta penetración solar y eliminación del carbón.
- **Estrategia:** Reducción agresiva de **Mínimos Técnicos** para evitar paradas (de 60% a 20-30% de carga).

- **Remuneración:** A través del mercado de **Servicios Complementarios (SSCC)**. Si una planta opera por seguridad/flexibilidad forzada, se le reconocen los costos operativos (combustible y desgaste) y el *costo de oportunidad* de no estar en su punto óptimo.

Con los resultados en mano, se contrasta la situación colombiana con prácticas internacionales que ya enfrentaron dinámicas similares de renovables, restricción de red y necesidad de flexibilidad.

3.4. Brechas Colombia vs. mejores prácticas

La Tabla 1 compara las practicas en mercados internacionales relacionadas con la recuperacion de fatigas causadas por arranques y las compara con la situacion actual en el mercado Colombiano.

Tabla 1. Comparación de prácticas internacionales de remuneración de la flexibilidad frente al esquema colombiano.

Variable	Práctica Internacional (Benchmark)	Situación Actual Colombia (SIN)	Brecha / Oportunidad
Recuperación de Costos de Arranque	Make-Whole Payment: Garantiza recuperación total diaria (USA).	Reconciliación Positiva: Paga el <i>mínimo</i> entre oferta y auditado.	El modelo actual protege al usuario pero expone al generador a riesgo si sus costos auditados (CREG 034) no reflejan el daño real.
Producto de Rampa	Flexible Ramping Product: Pago explícito por reserva de rampa (CAISO).	Inexistente: Se exige la declaración de rampas por Acuerdo CNO 1816 como parámetro técnico. No existe un pago asociado.	Falta señal económica para incentivar mejoras en rampas (inversiones en <i>upgrades</i> de turbina).

Costo de Fatiga/Desgaste	Cycling Cost Models (NREL): Costos dinámicos según tipo de arranque y daño acumulado.	Costos O&M (CREG 034): Valores fijos indexados, que no reflejan operación cíclica.	CRÍTICA: La CREG 034 debe actualizarse para reconocer el <i>VOM Cíclico</i> (Variable O&M debido a ciclaje) separado del VOM base.
Gestión de Configuraciones	Optimización de Mercado: El software elige, pero remunera la transición (PJM).	CREG 028/2022: El CND elige la configuración.	El mecanismo es correcto (centralizado), pero la remuneración de las "transiciones" (cambio 1x1 a 2x1) debe reflejar el estrés térmico real.

- **Modernización de Costos Variables (VOM):** Proponer a la CREG la adopción de la metodología NREL/EPRI para calcular un componente de "Desgaste por Ciclaje" aditivo al costo de arranque.
- **Adopción de "Make-Whole" Diario:** Moverse de la conciliación mensual a una liquidación diaria que asegure la suficiencia financiera de la unidad en días de alto estrés operativo.
- **Valoración de la Rampa:** En casos en los cuales el CND requiera rampas agresivas, estas deben valorarse económicamente como un servicio complementario, similar a CAISO, para financiar las inversiones necesarias en flexibilidad.

3.5. Conclusiones del benchmark

Las mejores prácticas internacionales sugieren que, para garantizar la viabilidad financiera del parque térmico en un entorno de alta penetración renovable, la regulación debe:

- **Reconocer el consumo de vida útil:** Validar que los costos de arranque reconocidos incluyan una componente de capital (desgaste) y no solo los costos variables directos.
- **Valorar la Rampa:** Evolucionar hacia productos de mercado que remuneren la capacidad de subir/bajar potencia rápidamente, diferenciando este servicio de la simple entrega de energía.
- **Optimizar Transiciones:** Mantener y refinar los modelos de despacho (como los introducidos en la CREG 101 028) que seleccionan configuraciones eficientes, minimizando así el daño por fatiga térmica innecesaria en las unidades de ciclo combinado.

4. Impacto del ciclaje en plantas térmicas

El presente capítulo desarrolla las implicaciones técnicas y económicas del ciclaje sobre los activos térmicos, abordando cómo los arranques frecuentes, las variaciones de carga y las transiciones operativas generan esfuerzos termomecánicos que aceleran el consumo de vida útil de componentes críticos. A partir de fundamentos de fatiga térmica —como el modelo de Coffin–Manson— se establece la relación entre los perfiles de despacho y el daño acumulado en equipos como turbinas, calderas y HRSG, traduciendo la dinámica operativa en métricas cuantificables de desgaste que impactan directamente los costos de mantenimiento, la confiabilidad y la sostenibilidad de largo plazo del parque térmico.

4.1. Modelo Coffin–Manson

El modelo Coffin-Manson es la herramienta estándar de ingeniería utilizada para predecir la vida útil de materiales sometidos a Fatiga de Bajos Ciclos (LCF - Low Cycle Fatigue). En el contexto del mercado colombiano, este modelo es la pieza clave para convertir el "estrés físico" de la máquina en "costo económico".

Este modelo se describe mediante una ecuación empírica que relaciona la amplitud de la deformación plástica ($\frac{\Delta \epsilon_p}{2}$) que sufre un material con el número de ciclos (N_f) que puede resistir antes de fallar.

- A diferencia de la fatiga tradicional (vibraciones de alta frecuencia) donde el material trabaja en zona elástica, en los ciclos térmicos severos (arranque/parada) el metal se expande y contrae tanto que entra en zona plástica (se deforma permanentemente a nivel microscópico).

$$\frac{\Delta \epsilon_p}{2} = \epsilon'_f \cdot (2N_f)^c \quad (1)$$

- $\frac{\Delta \epsilon_p}{2}$: Amplitud de la deformación plástica (cuánto se "estira/encoge" el material por calor).
- $2N_f$: Número de inversiones (mitad de ciclos) hasta la falla.
- ϵ'_f : Coeficiente de ductilidad a la fatiga (propiedad del material).
- c : Exponente de ductilidad a la fatiga (propiedad del material).

4.2. Coffin–Manson y operación térmica

El ciclaje es el enemigo natural que activa el mecanismo de daño descrito por Coffin-Manson.

A. El ciclo de daño (Start-Stop)

Cada vez que una planta arranca (especialmente desde frío) y llega a plena carga, y luego para:

1. **Arranque (Calentamiento):** Los componentes masivos (rotores de turbina, carcasas, colectores de vapor) se calientan. La superficie se dilata más rápido que el centro, generando **compresión** en la superficie.
2. **Operación:** La temperatura se estabiliza (Relaxation/Creep).
3. **Parada (Enfriamiento):** La superficie se enfría más rápido que el núcleo, generando **tensión**.

Este bucle de Compresión-Tensión es un ciclo de histéresis completo. Según Coffin-Manson, cada uno de estos eventos consume una fracción finita de la vida útil del componente.

B. Impacto de las Renovables y CREG 028

- **Antes (Carga Base):** La planta encendía y operaba meses. Pocos ciclos grandes → Coffin-Manson despreciable.
- **Ahora (Respaldo/Ciclaje):**
 - La **intermitencia renovable** exige arranques diarios o paradas de fin de semana.
 - La **CREG 028/2022** permite al CND optimizar configuraciones, lo que puede forzar transiciones (ej. apagar una unidad de gas en un 2x1 para bajar a 1x1).
 - **Consecuencia:** Se acumulan ciclos plásticos rápidamente. Si una carcasa aguanta 3,000 ciclos de arranque frío y la planta cicla diario, su vida útil teórica cae a menos de 10 años, requiriendo *overhauls* capitales mucho antes de lo previsto financieramente.

4.3. Aplicación a plantas térmicas

Calcular el "**Consumo de Vida**": Determinar cuánto "capital" se gasta en cada arranque ($D_{ciclo} = 1/N_f$).

- **Justificar Costos:** Demostrar que el pago actual de O&M (CREG 034) no cubre este desgaste acelerado, ya que fue calculado para operación base (desgaste por horas, no por ciclos).
- **Definir Curvas de Daño:** Diferenciar el daño de un **Arranque Frío** (alto $\Delta\epsilon$, alto daño) vs. un **Arranque Caliente** (bajo $\Delta\epsilon$, bajo daño), alineándose con las mejores prácticas del NREL.

El modelo Coffin-Manson permite reportar al sistema no solo el combustible del arranque, sino el fragmento de turbina que se desgasta irreversiblemente cada vez que nos obligan a ciclar.

4.4. Factores de daño por estado térmico

La aplicación regulatoria del modelo Coffin-Manson requiere traducir la amplitud termo-mecánica de cada evento de arranque en una unidad común de daño acumulado. La literatura técnica OEM (GE GER-3620, EPRI 1015308) documenta factores de mantenimiento por evento diferenciados según el estado térmico al arrancar:

- Arranque caliente (paro previo menor a 8 horas): factor 0,25.
- Arranque tibio (paro previo entre 8 y 72 horas): factor 0,50.
- Arranque frío (paro previo mayor a 72 horas): factor 1,00.

Estos factores reflejan que la amplitud de deformación inelástica en arranques calientes es menor que en arranques fríos, generando menor daño por evento. La unidad común de daño termo-mecánico equivalente — el arranque-frío-equivalente — permite expresar el ciclaje observado en una única cifra anual y compararla contra benchmarks técnicos. Esta es la base de la propuesta regulatoria de la sección 6. Para los ciclos combinados, las transiciones de configuración se valoran con la misma lógica, asignándoles un factor de equivalencia propio en función del estrés térmico que inducen en el HRSG y la turbina de vapor.

5. Evaluación cuantitativa del estrés térmico

En esta sección se cuantifica el impacto físico y económico del requerimiento de flexibilidad en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). El análisis se divide en dos frentes: una auditoría histórica del desgaste real acumulado por el parque térmico y una simulación prospectiva (Unit Commitment) para evaluar el comportamiento de los activos frente a la inminente entrada de fuentes renovables no convencionales.

5.1. Escenarios de simulación

Esta tabla estructura los 6 escenarios de simulación solicitados para el modelo de Unit Commitment, integrando las variables de hidrología y renovables, y definiendo los KPIs específicos para cuantificar el desgaste por ciclaje.

Tabla 2. Escenarios de simulación del despacho: combinaciones de hidrología y penetración renovable.

Escenario	Condición Hidrológica	Penetración Renovable	Característica Operativa Esperada
E1	Crítica (El Niño)	Baja	Base Load: Alta exigencia térmica continua. Pocos arranques, operación cercana a CEN.
E2	Crítica (El Niño)	Alta	Duck Curve Stress: Alta generación solar diurna obliga a térmicas a bajar a Mínimo Técnico o apagar al mediodía y rampear agresivamente en la noche.

E3	Normalidad	Baja	Operación Estándar: Despacho térmico marginal. Ciclaje moderado dictado por picos de demanda.
E4	Normalidad	Alta	Volatilidad: Las térmicas cubren la intermitencia. Alto número de arranques y paradas de corta duración.
E5	Alta Hidrología (La Niña)	Baja	Stand-by: La mayoría de térmicas están apagadas o en reserva fría. Arranques esporádicos por restricciones de red.
E6	Alta Hidrología (La Niña)	Alta	Ciclaje Extremo: Excesos de oferta (Hidro + Solar). Térmicas solo entran por seguridad o huecos de recurso muy específicos. Alto riesgo de operación a cargas mínimas inestables.

5.2. Indicadores y metodología de desgaste

Para cada escenario simulado, el modelo de despacho (UC) arrojará series de tiempo horarias de potencia $P(t)$ y estados $u(t)$ (encendido/apagado). Estos resultados se procesan para calcular los siguientes indicadores de daño:

Tabla 3. Indicadores de daño calculados a partir de las series del despacho simulado.

Indicador	Fórmula / Cálculo (Formato Compacto)
Arranques (N_{arr})	Conteo por Estado: • N_{frio} si $T_{off} > 48h$ • N_{tibio} si $10 < T_{off} \leq 48h$ • N_{cal} si $T_{off} \leq 10h$
Transiciones CC	Cambios de Configuración (k): $\sum_{t=1}^T \mathbb{I}(k_t \neq k_{t-1})$ (Donde $\mathbb{I} = 1$ si hay cambio)
Desgaste (EOH)	Horas Equivalentes: $EOH = H_{base} + \sum (N_i \cdot F_i)$ H_{base}: Horas operación N_i: # Eventos (Arranque/Rampa) F_i: Factor daño fabricante
Factor Ciclaje	Intensidad: $FC = \frac{N_{arr} + \Delta P_{total}}{E_{total} [MWh]}$

5.2.3. Procedencia y auditoría del umbral comparativo

El ratio de exposición al ciclaje requiere un denominador: el número máximo de arranques anuales que un activo tolera sin degradación severa. El candidato natural sería el umbral máximo declarado por cada planta; sin embargo, ese parámetro no existe en el marco regulatorio vigente — el Anexo 4 del Acuerdo CNO 1816 no contempla el campo — y los valores recopilados en el catálogo técnico del estudio provienen de fuentes heterogéneas: declaraciones puntuales al CND fuera de formato estándar, criterio del consultor sobre el estado del activo y supuestos conservadores para peakers con declaración nominal baja.

La Figura 4 evidencia la consecuencia: entre plantas tecnológicamente comparables el umbral declarado difiere hasta 16,4× en los CC a gas (1.445 vs. 88 arranques/año), 20× en el carbón subcrítico y 61× en los peakers a gas. Una dispersión de ese orden no puede reflejar diferencias físicas entre máquinas de la misma clase; refleja la ausencia de un criterio regulatorio uniforme de declaración — precisamente el vacío que la Propuesta 6.2 busca cerrar.

Por esta razón, el estudio no utiliza el umbral declarado como denominador del ratio. Adopta en su lugar los benchmarks NREL/EPRI por subcategoría tecnológica (sección 3.1), calibrados por edad y modo de comisionamiento original: un mismo estándar para plantas comparables, auditable contra literatura abierta y neutral frente a quién y cómo declaró.

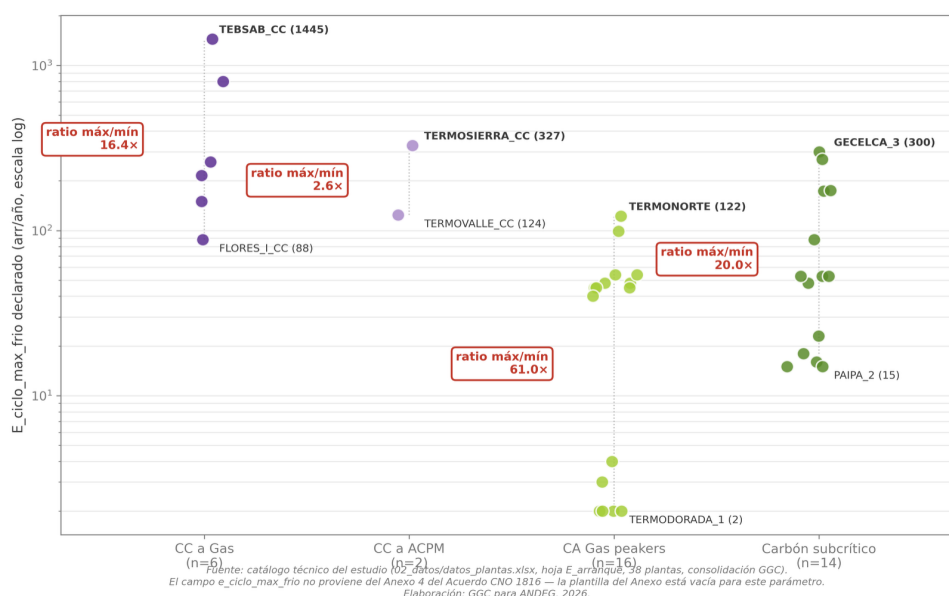


Figura 4 Dispersión del umbral anual de arranques declarado entre plantas tecnológicamente comparables.
Fuente: catálogo técnico del estudio, consolidación GGC

5.3. Diagnóstico histórico: consumo de vida (EOH)

Para dimensionar el verdadero impacto del despacho en los activos de generación, se procesó la base de datos histórica de operación, traduciendo los eventos de encendido y apagado en Horas Equivalentes de Operación (EOH), utilizando los factores de penalización estándar de los fabricantes (OEM) para arranques en estados frío, tibio y caliente.

5.3.1. Composición del consumo de vida (EOH)

La Figura 5 ilustra la severidad del desgaste físico al que están sometidas las plantas térmicas del SIN. Al evaluar la operación bajo la metodología EOH, se hace evidente la bifurcación operativa del parque térmico colombiano.

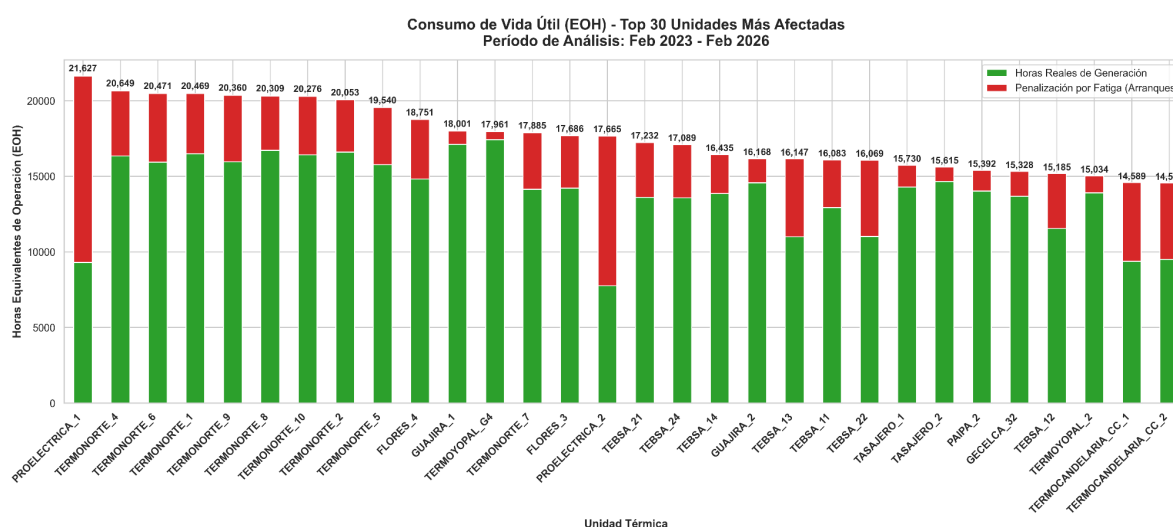


Figura 5. Consumo de Vida Útil (EOH) - Top 30 Unidades Más Afectadas (Feb 2023 - Feb 2026)

A partir de la visualización, se extraen las siguientes conclusiones estratégicas:

El Impacto Desproporcionado de la Fatiga (Barras Rojas): El caso más crítico y representativo es PROELECTRICA_1. Aunque es la unidad con el mayor EOH total (21,627 horas equivalentes), más del 50% de ese consumo de vida útil es una penalización directa por encender y apagar la máquina (barra roja), no por generar energía de forma continua. Este patrón de afectación patrimonial severa por maniobras de ciclaje se repite en unidades del bloque TEBSA (24, 21, 14, 13, 11), FLORES (4 y 3) y el complejo TERMOCANDELARIA.

Contraste Operativo (Base vs. Respaldo): El análisis comparativo demuestra que no se puede aplicar una solución regulatoria homogénea. Mientras las unidades cíclicas mencionadas sufren un deterioro masivo por arranques, el bloque TERMONORTE (4, 6, 1, 9, 8, 10, etc.) y unidades como GUAJIRA_1 exhiben un comportamiento clásico de carga base. Sus altas cifras de EOH provienen casi en su totalidad de horas reales de generación (barras verdes predominantes), sin sufrir penalidades significativas por transiciones térmicas.

La Brecha Regulatoria Actual: Esta gráfica desnuda la falencia del esquema de remuneración vigente. Actualmente, el Costo de Operación y Mantenimiento (COM) indexado bajo la Resolución CREG 034 de 2001 remunera a las plantas principalmente en función de su generación efectiva (la barra verde). Sin embargo, la regulación ignora económicamente la inmensa barra roja, dejando sin cobertura la depreciación acelerada del capital (rotores, carcasas, colectores) que dictamina el modelo físico de Coffin-Manson por deformación plástica.

5.3.2. Perfil histórico de ciclaje por severidad térmica

Para entender la causa raíz del daño evidenciado en el EOH, la Figura 6 desagrega los eventos de encendido según el estado térmico de la máquina (Frío, Tibio, Caliente) para el último año calendario.

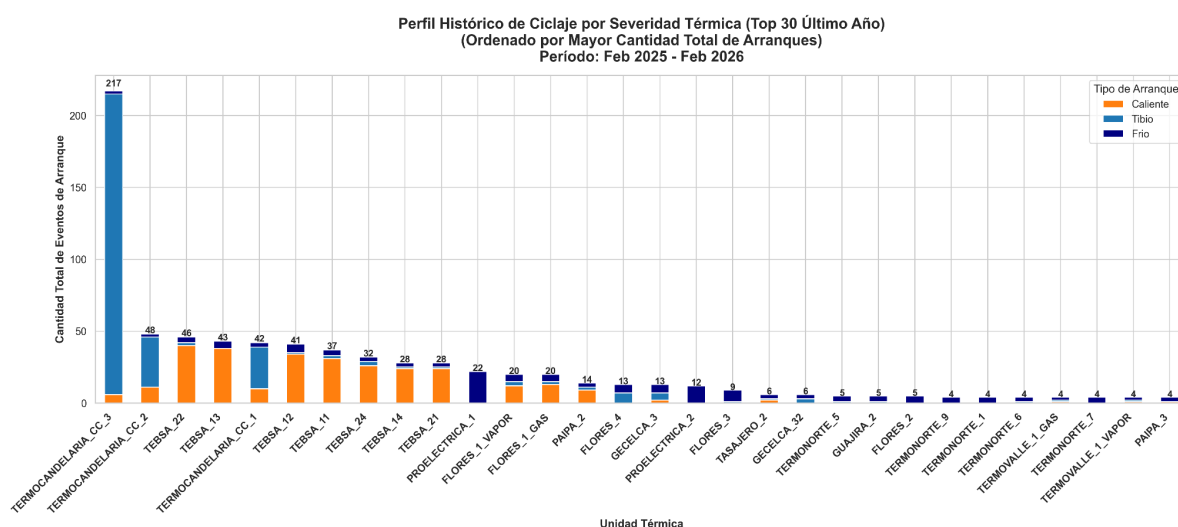


Figura 6. Perfil Histórico de Ciclaje por Severidad Térmica (Top 30 Último Año)

La data revela dos modalidades extremas de estrés inducido por el despacho:

Ciclaje de Alta Frecuencia (Diario/Intradiario): La unidad TERMOCANDELARIA_CC_3 representa una anomalía operativa con **217 arranques en un solo año**, ejecutados predominantemente en estado *Tibio* (barra azul claro). Asimismo, el bloque TEBSA muestra entre 30 y 48 arranques anuales concentrados en estado *Caliente* (barras naranjas). Esto indica que el sistema utiliza estos activos como amortiguadores diarios de la intermitencia renovable y variaciones de carga. Aunque estos arranques no son desde temperatura ambiente, la altísima frecuencia de dilatación y contracción térmica consume la vida útil de los componentes de forma acelerada.

Ciclaje Profundo (Severidad Máxima por Arranque Frío): Contrastando fuertemente con el caso anterior, unidades como PROELECTRICA_1, FLORES_1_VAPOR, FLORES_1_GAS y PROELECTRICA_2 registran un volumen menor de eventos (entre 12 y 22 arranques anuales), pero la totalidad de los mismos ocurren en estado Frío (barras azul oscuro). El sistema apaga estas plantas por tiempos prolongados (mayor a 48h-72h) y las obliga a arrancar desde temperatura ambiente. Físicamente, este es el escenario que induce el mayor gradiente térmico y la máxima deformación plástica

documentada, lo cual explica matemáticamente por qué PROELECTRICA_1 ostenta la "barra roja" más grande en el análisis de EOH.

La magnitud de la penalización por fatiga ilustrada en este análisis es la evidencia matemática de que las unidades están subsidiando la flexibilidad del sistema con su propio patrimonio técnico. La viabilidad financiera a corto plazo exige que los agentes incorporen este componente de desgaste no combustible (add-on por fatiga) en sus declaraciones trimestrales del Par en dólares ante el CND.

5.3.3. Ciclaje en ciclos combinados

Para comprender el origen de la alta frecuencia de arranques (particularmente tibios y calientes) evidenciada en los análisis individuales de EOH, se evaluó el comportamiento a nivel de planta para los complejos de Ciclo Combinado (CC). La Figura 7 ilustra cómo el despacho del CND exige cambios de configuración interna que imponen fatiga severa a los componentes, incluso cuando la planta, a nivel macro, "nunca se apaga".

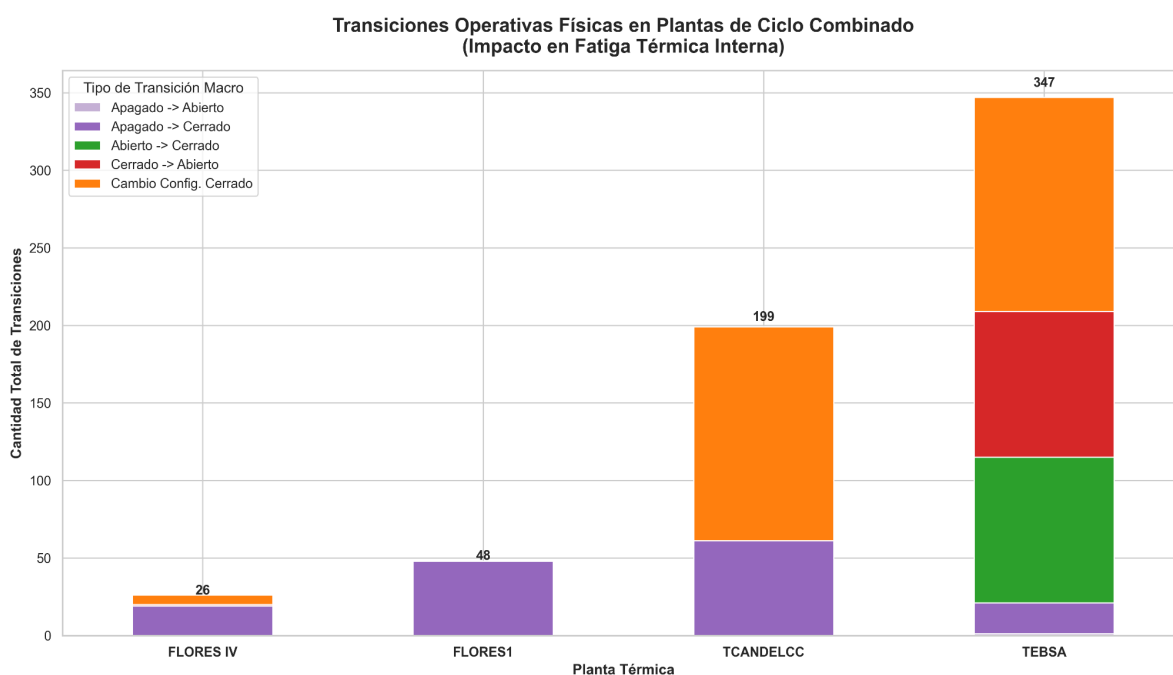


Figura 7. Transiciones Operativas Físicas en Plantas de Ciclo Combinado

La correlación de este fenómeno con el daño patrimonial de las unidades revela tres hallazgos críticos:

El Fenómeno de "Micro-Ciclaje": La gráfica demuestra que los altos niveles de penalización por fatiga en las unidades de TEBSA y TERMOCANDELARIA_CC_3 (vistos en la sección anterior) son producto directo de constantes transiciones internas. El volumen dominante de la barra naranja (*Cambio Config. Cerrado*) en ambos complejos indica que las plantas están continuamente apagando o encendiendo turbinas de gas individuales, abriendo y cerrando válvulas de desvío (diverter dampers), y alterando el flujo másico hacia la turbina de vapor. Físicamente, esto es un "micro-ciclaje" que consume la vida

útil cruzada del sistema, explicando el atípico registro de 217 eventos en Termocandelaria y la alta concentración de arranques calientes en TEBSA.

El Estrés Severo en la Infraestructura de Vapor (Transiciones Abierto ↔ Cerrado): En el caso particular de TEBSA, se observa una altísima frecuencia de transiciones representadas en las barras verde (Abierto -> Cerrado) y roja (Cerrado -> Abierto). Esto significa que el sistema le solicita a la planta encender o apagar la turbina de vapor (ST) y el recuperador de calor (HRSG) mientras las turbinas de gas (GT) permanecen operando. Operativamente, someter a la turbina de vapor a sincronizaciones constantes para cubrir picos intradiarios genera un choque térmico (estrés por presión y temperatura) devastador para los rotores, justificando plenamente las grandes "barras rojas" de EOH observadas en las unidades de vapor de este complejo.

El Contraste con el Ciclaje de Bloque: A diferencia de la complejidad dinámica en el norte, plantas como FLORES1 y FLORES IV muestran un comportamiento mucho más rígido (barras moradas: Apagado -> Cerrado). Estas plantas entran y salen del sistema como un bloque completo. Esto valida el análisis previo de severidad, donde veíamos que unidades como FLORES_1_VAPOR sufren casi exclusivamente arranques Fríos, al ser apagadas por completo durante días antes de ser requeridas nuevamente por el SIN.

La desconexión entre la realidad física y la regulación comercial es evidente. El mercado mayorista asume un cambio de configuración interna (ej. pasar de 4x2 a 5x2) es una simple rampa de generación o un cambio de estado menor, remunerándolo únicamente vía costos variables.

Sin embargo, la evidencia demuestra que estos "switcheos" son eventos de fatiga térmica equivalentes a arranques completos para las unidades individuales involucradas. El no reconocimiento de este desgaste cruzado (HRSG y ST) vulnera la recuperación de las inversiones de capital. Esta distorsión hace perentorio habilitar a los ciclos combinados para declarar un Sobre costo por Transición de Configuración dentro de la estructura de precios de arranque-parada (Par).

5.3.4. Métrica neutral: ratio frecuencia observada vs benchmark NREL/EPRI por subcategoría

Como métrica complementaria al análisis de EOH desarrollado en las subsecciones anteriores, el estudio construye un indicador de estrés operativo definido como el cociente entre la frecuencia anual de arranques observada en SIO 2023-2025 y el benchmark NREL/EPRI por subcategoría tecnológica.

Este indicador tiene dos virtudes regulatorias importantes. Primero, el denominador es independiente de declaraciones de las partes interesadas (agentes o consultor) y proviene de literatura técnica abierta documentada en GE GER-3620, EPRI 1015308, NREL/SR-5500-55433 (Kumar et al. 2012) y Lefton & Besuner (2006). Segundo, es uniforme por tecnología, permitiendo comparar plantas con distinto criterio de declaración heterogénea.

Para la aplicación al parque colombiano, los benchmarks de referencia adoptados son: 100 arranques/año para CC F-class diseñado para operación base (banda 75-150), 200 para CC F-class fast-start moderno, 75 para CC E-class older, 150 para CC con ACPM, 300 para CA gas peaker fast-start,

100 para CA gas mid-merit, 50 para carbón subcrítico flexible-capable, 15 para carbón subcrítico legacy con creep avanzado, y 30 para mezcla gas-carbón.

El estudio construye dos métricas paralelas. La Métrica A reporta el ratio del daño a la unidad más exigida de cada planta (máximo de los ratios unitarios), capturando el caso crítico individual cuando una unidad concentra el ciclaje. La Métrica B reporta el ratio promedio del bloque (promedio aritmético de los ratios unitarios), capturando la utilización media. La distinción importa para plantas multi-unidad como TEBSAB, TESORITO o TERMONORTE, donde la rotación operativa entre unidades distribuye el daño y la Métrica B suaviza el pico que la Métrica A pone en evidencia.

El umbral 1,5× se adopta como criterio de zona crítica con argumento financiero, no estadístico. El agente térmico colombiano presupuesta el overhaul mayor asumiendo operación moderada (factor de planta bajo dado el peso hidráulico del SIN). El escenario base de presupuestación está típicamente por debajo del benchmark técnico nominal — opera al 50-70% de capacidad. Cuando el ciclaje real supera 1,5×, el agente está consumiendo daño termo-mecánico por encima de la presupuestación normal de cobertura — exceso atribuible a despacho del sistema (restricciones de red, respaldo flexible a renovables, generación de seguridad fuera de mérito), no a decisión comercial del agente.

Bajo esta métrica, la Figura 8 presenta el ranking de las 38 plantas del parque según el ratio entre la frecuencia observada de arranques y el benchmark NREL/EPRI de su subcategoría tecnológica. La lectura es directa: la zona roja (ratio superior a 1,5×) concentra a Termocandelaria y al bloque de carbón legacy; la zona naranja (1,0×–1,5×) agrupa al resto del bloque CC crítico del Caribe — TEBSA y Flores I — junto con varias unidades de carbón; y, en conjunto, el bloque CC crítico del Caribe opera 16 % por encima del techo operativo de máquinas comisionadas como carga base. El detalle del ratio de cada planta puede consultarse directamente en la figura.

El hallazgo individual de TERMOCANDELARIA es robusto bajo banda completa del benchmark F-class base (75-150 arr/año). Bajo benchmark alto (150), TERMOCANDELARIA permanece en zona ROJA con 1,83×; bajo benchmark bajo (75) sube a 3,67×. El caso carbón legacy es independiente de la subcategoría discutible: el benchmark 15 arr/año para carbón subcrítico legacy con creep avanzado proviene directamente de Lefton & Besuner (2006) y EPRI cycling coal studies, sin construcción del consultor.

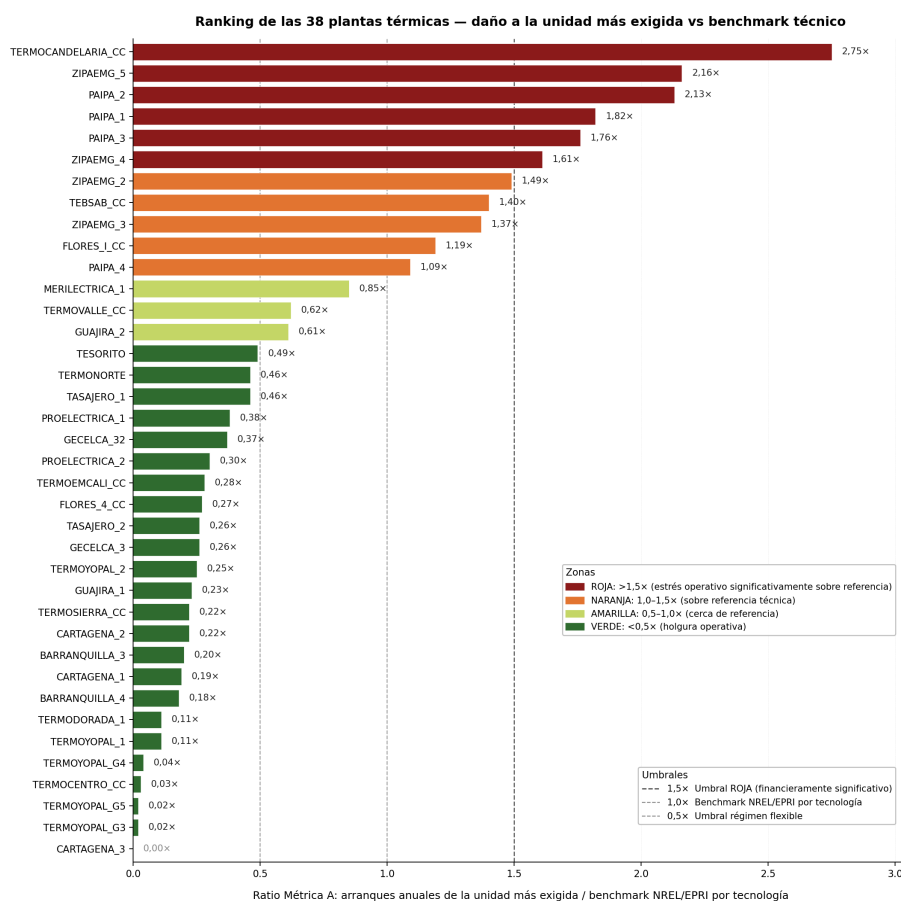


Figura 8. Ranking de las 38 plantas térmicas según ratio Métrica A (daño a la unidad más exigida vs benchmark NREL/EPRI por subcategoría). Líneas verticales punteadas: umbrales 0,5x (régimen flexible), 1,0x (benchmark), 1,5x (zona ROJA). Fuente: SIO 2023-2025, elaboración GGC.

El hallazgo central de esta métrica complementaria es la distinción entre el caso individual robusto (carbón legacy + TERMOCANDELARIA, independientes de la subcategoría tecnológica discutible) y el caso sistémico agregado del bloque CC del Caribe, que opera al 16% por encima del techo operativo de máquinas comisionadas como base load. La sección 5.5 cuantifica la implicación económica de ambos hallazgos.

5.4. Caso de estudio: simulación de vida útil por régimen de arranques (método Coffin–Manson)

Como cierre del diagnóstico histórico, se simuló el consumo del capital de vida por fatiga termomecánica bajo distintos regímenes de arranques, aplicando el método de Coffin–Manson con los factores de daño por estado térmico del marco teórico (sección 4.4). Los supuestos son: vida de diseño de 3.000 arranques fríos equivalentes (AFE) para carcasa y rotor de turbina (sección 4.3), gatillo de la inspección de partes calientes (HGPI) por arranques a 900 AFE consumidos (práctica OEM clase F) y perfiles de arranques del despacho histórico 2023-2025. La Figura 9 muestra la trayectoria de consumo de vida de cada régimen y la Tabla resume los resultados.

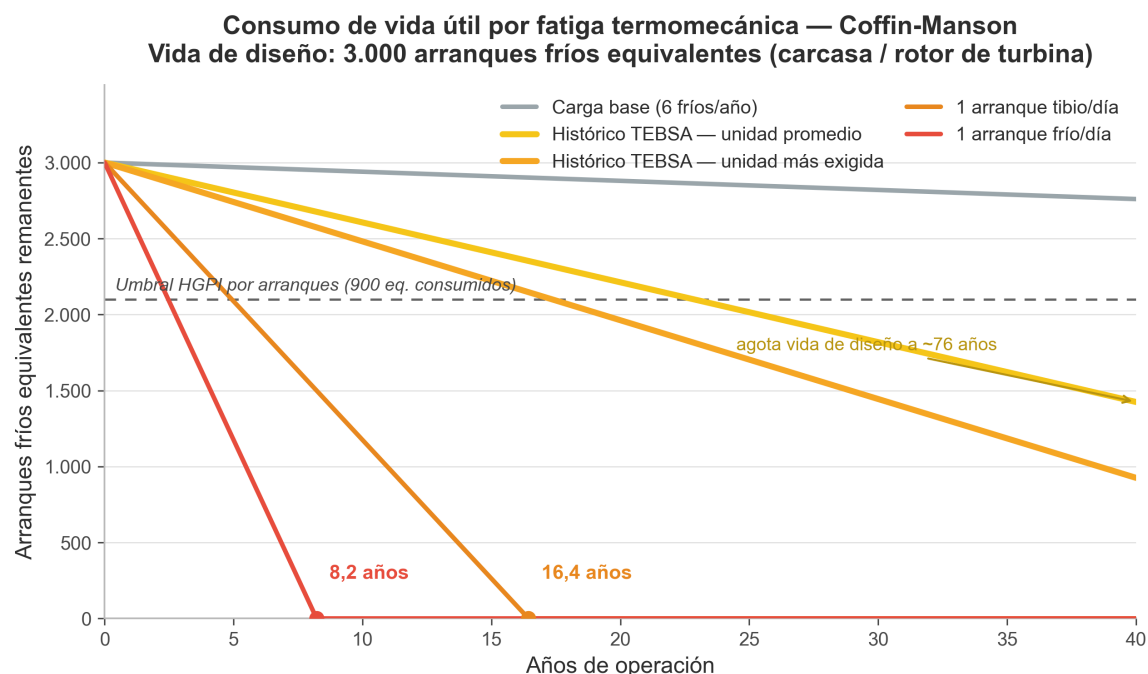


Figura 9. Consumo de vida útil por fatiga termomecánica (método Coffin–Manson): arranques fríos equivalentes remanentes por régimen de operación. Vida de diseño 3.000 AFE; umbral HGPI por arranques a 900 AFE consumidos. Modelo paramétrico ilustrativo (GE GER-3620, EPRI 1015308); perfiles TEBSA del despacho 2023-2025.

Tabla 4. Vida útil estimada por régimen de arranques, método Coffin–Manson (modelo paramétrico ilustrativo).

Régimen de operación	Años hasta HGPI por arranques	Vida útil estimada (años)	Aceleración vs. carga base
Carga base (6 arranques fríos/año)	150	≈ 500 (teórica)*	1,0×
TEBSA — unidad promedio (histórico 2023-2025)	23	76	6,6×
TEBSA — unidad más exigida	17	58	8,7×
1 arranque tibio diario	4,9	16,4	30×
1 arranque frío diario	2,5	8,2	61×

* En carga base la vida la limitan las horas de fuego y el creep, no la fatiga: el valor es teórico y sirve solo como referencia del mecanismo. La lectura central del caso de estudio: al ritmo histórico del despacho, la unidad más exigida de TEBSA consume su capital de vida por fatiga entre 6 y 9 veces más rápido que el supuesto de diseño de carga base, y un régimen de arranque frío diario — plausible bajo alta penetración renovable sin corrección de señales — agotaría la vida de diseño en menos de una década. Modelo paramétrico ilustrativo, no calibrado con datos de fabricante.

5.5. Análisis prospectivo

La presente subsección examina la evolución potencial del ciclaje térmico bajo distintos escenarios futuros de operación del sistema. A partir de simulaciones operativas que incorporan cambios en las condiciones hidrológicas y en la penetración de generación renovable variable, se analiza cómo

podrían modificarse los perfiles de despacho de las plantas térmicas y, en consecuencia, los patrones de arranque, parada y seguimiento de carga. Este análisis prospectivo permite dimensionar la magnitud que podría alcanzar el estrés operativo en el parque térmico y evaluar sus implicaciones para la planificación operativa, la confiabilidad del sistema y la sostenibilidad técnica de los activos en el mediano plazo.

5.5.1. Análisis Prospectivo Año 2026

Con el fin de evaluar cómo podrían evolucionar los patrones de ciclaje del parque térmico colombiano bajo condiciones futuras de operación, se desarrolló un ejercicio prospectivo para el año 2026 basado en simulaciones de despacho del Sistema Interconectado Nacional. Este análisis considera las proyecciones de demanda del escenario medio de la UPME (última revisión disponible) y tres condiciones hidrológicas representativas: un escenario seco tipo El Niño 2015–2016 (Caso E1), un escenario de hidrología media (Caso E3) y un escenario húmedo tipo La Niña con aportes equivalentes al 120 % de la media (Caso E5). En todos los casos se asumió una baja penetración de generación renovable variable, solo considerando la generación renovable actual, con el objetivo de aislar el efecto de las condiciones hidrológicas sobre los patrones de operación térmica. A partir de estos tres escenarios se evalúa el consumo prospectivo de vida útil equivalente (EOH) asociado a horas de operación y penalizaciones por arranques, permitiendo identificar qué unidades del sistema presentan mayor exposición al desgaste por ciclaje bajo distintas condiciones operativas.

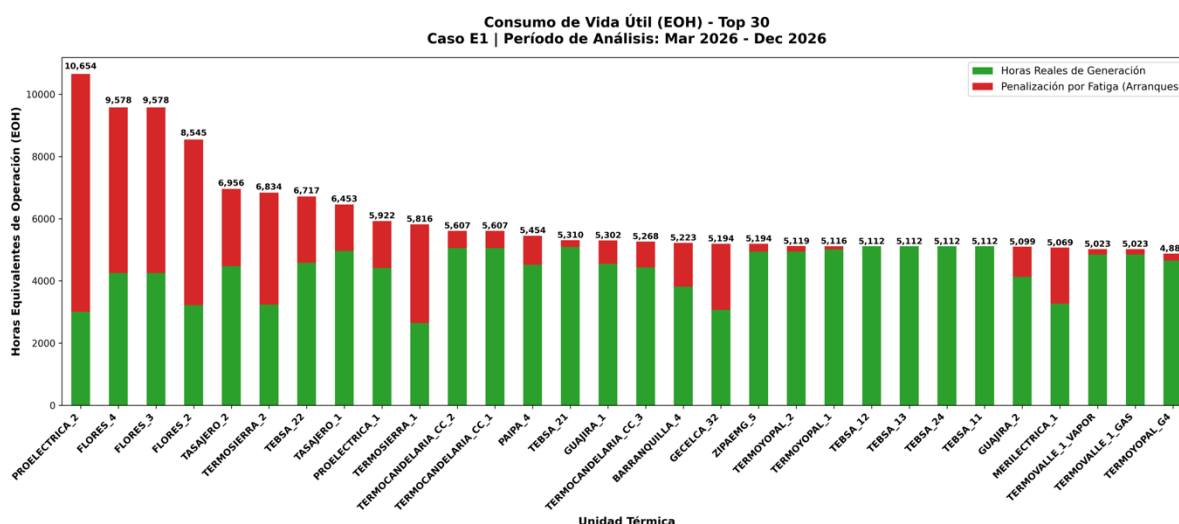


Figura 10. Caso E1 — Consumo de vida útil equivalente (EOH) Hidrología Seca (El Niño 2015–2016)

La Figura 10 presenta el consumo de vida útil equivalente (EOH) para las 30 unidades térmicas más exigidas bajo el escenario seco (Caso E1). En este contexto, la menor disponibilidad hídrica incrementa la participación térmica en la matriz de generación, lo cual se refleja en altos niveles de horas reales de operación (segmento verde) para varias unidades del sistema. Sin embargo, el gráfico evidencia que una proporción significativa del consumo de vida útil también proviene de penalizaciones por arranques (segmento rojo), particularmente en algunas unidades del parque térmico que combinan operación intensiva con eventos de ciclaje frecuentes. Las unidades ubicadas en los primeros lugares del ranking presentan valores de EOH superiores a 9.000–10.000 horas equivalentes, lo que sugiere

un uso intensivo tanto en generación continua como en flexibilidad operativa, característico de sistemas que enfrentan condiciones hidrológicas adversas. En conjunto, el escenario seco muestra un patrón donde el desgaste se explica principalmente por altos niveles de generación térmica sostenida, complementados por episodios de ciclaje que amplifican el consumo total de vida útil.

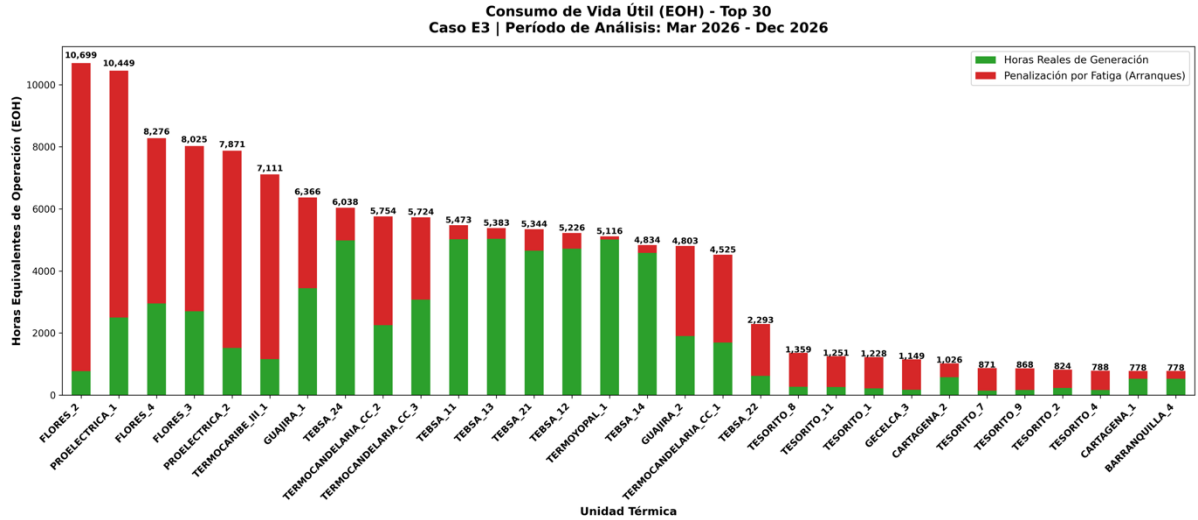


Figura 11. Caso E3 — Consumo de vida útil equivalente (EOH) Hidrología Media

La Figura 11 muestra el consumo de vida útil equivalente (EOH) para las unidades térmicas más afectadas bajo el escenario de hidrología media (Caso E3). A diferencia del escenario seco, el gráfico evidencia una mayor participación relativa de la penalización por arranques dentro del consumo total de vida útil en varias unidades, reflejando un patrón operativo más flexible. En este contexto, la generación térmica tiende a alternar con la disponibilidad hidráulica, lo que conduce a menores horas continuas de operación pero mayor número de eventos de arranque y parada. Como resultado, algunas unidades presentan valores elevados de EOH dominados por el componente de fatiga térmica, indicando que el desgaste no necesariamente está asociado a largas horas de generación, sino al incremento en la frecuencia de ciclaje. Este comportamiento resalta cómo, incluso bajo condiciones hidrológicas promedio, el despacho del sistema puede inducir patrones operativos que trasladan el principal mecanismo de desgaste desde la operación continua hacia los esfuerzos térmicos asociados a los arranques.

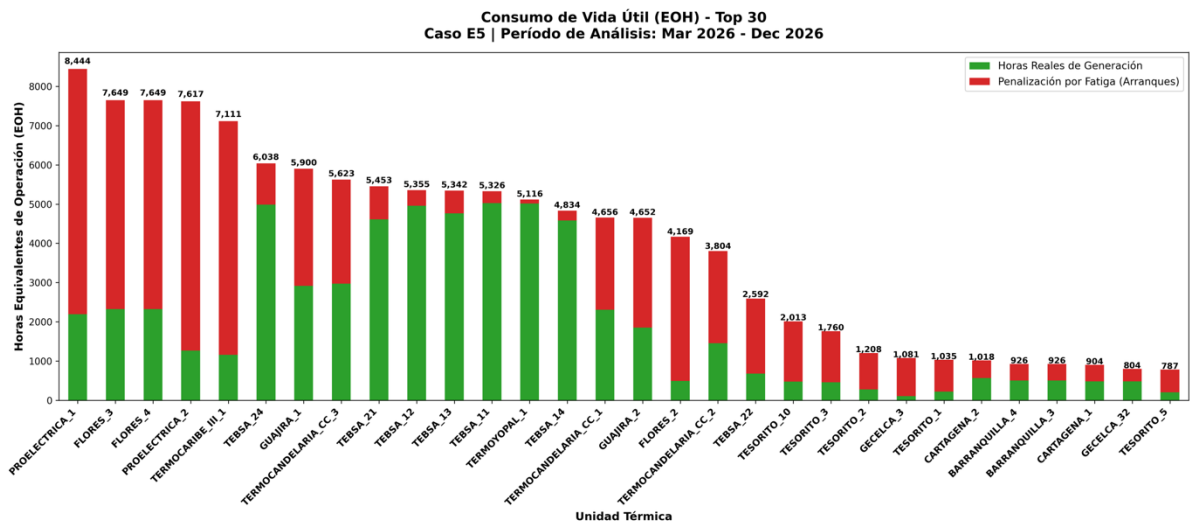


Figura 12. Caso E5 — Consumo de vida útil equivalente (EOH) Hidrología Húmeda (La Niña)

La Figura 12 presenta el consumo de vida útil equivalente (EOH) bajo el escenario húmedo (Caso E5), caracterizado por aportes hídricos elevados (120 % de la media). En este contexto, la mayor disponibilidad de generación hidráulica reduce la participación energética de las plantas térmicas, lo que se refleja en menores horas reales de generación para un número importante de unidades. No obstante, el gráfico evidencia que el consumo de vida útil continúa siendo significativo en varias unidades debido al componente de penalización por arranques, lo cual indica un patrón operativo dominado por ciclaje y operación intermitente. En otras palabras, aunque las térmicas generan menos energía en términos absolutos, son requeridas con mayor frecuencia como recursos de respaldo flexible, entrando y saliendo del sistema para cubrir variaciones en la operación hidráulica. Este escenario pone de manifiesto que, incluso con menor despacho energético, el desgaste por ciclaje puede mantenerse elevado debido al aumento en la frecuencia de arranques, trasladando el impacto operativo desde las horas de operación hacia la fatiga térmica acumulada.

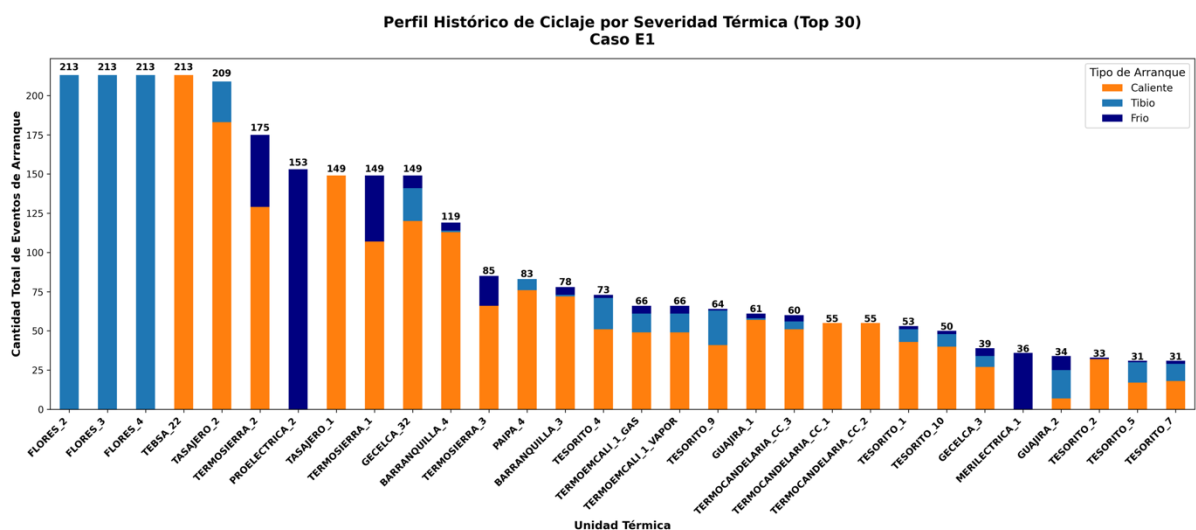


Figura 13. Caso E1 — Severidad Térmica Hidrología Seca (El Niño 2015–2016)

La Figura 13 presenta el perfil de ciclaje por severidad térmica para las 30 unidades con mayor número de eventos de arranque bajo el escenario seco (Caso E1). El gráfico evidencia una fuerte predominancia de arranques calientes, lo cual es consistente con un contexto de alta participación

térmica en la generación del sistema. En este escenario, las unidades operan con mayor continuidad y permanecen térmicamente activas durante periodos prolongados, por lo que los eventos de arranque tienden a ocurrir tras paradas cortas, reduciendo la incidencia de arranques fríos. No obstante, algunas unidades presentan una mezcla relevante de arranques tibios y fríos, lo que sugiere episodios de desconexión más prolongados o patrones de despacho intermitentes. En conjunto, el escenario seco muestra un ciclaje frecuente pero de menor severidad térmica promedio, caracterizado principalmente por reinicios desde condiciones térmicas relativamente estables.

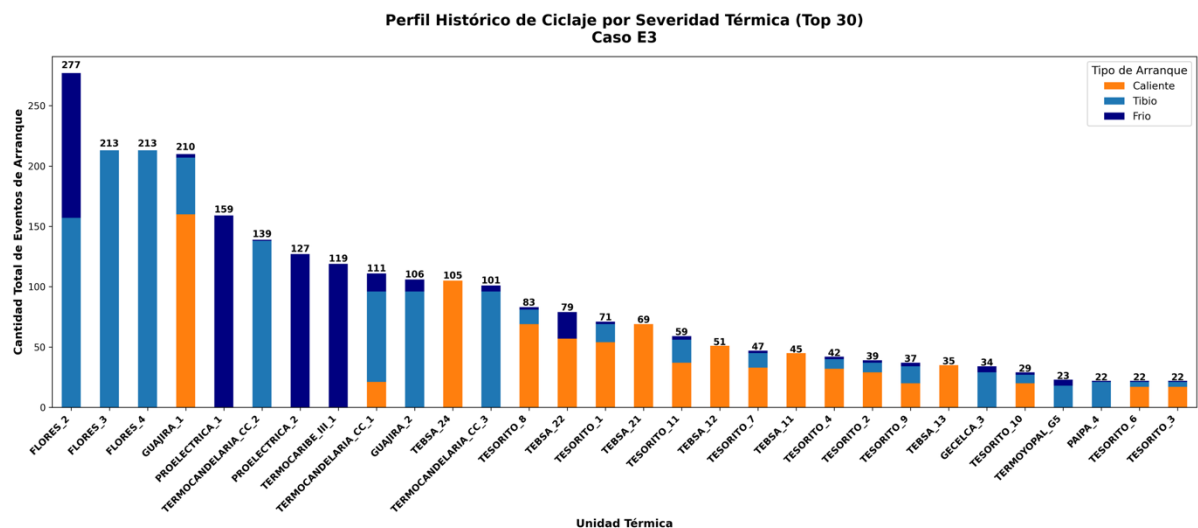


Figura 14. Caso E3 — Severidad Térmica Hidrología Media

La Figura 14 muestra el perfil de arranques por severidad térmica bajo el escenario de hidrología media (Caso E3). A diferencia del escenario seco, se observa una mayor diversidad en los tipos de arranque, con una presencia más equilibrada entre arranques calientes, tibios y fríos en varias unidades del sistema. Este comportamiento refleja una operación más flexible del parque térmico, en la cual las plantas entran y salen del despacho con mayor frecuencia en respuesta a la variabilidad hidráulica. En consecuencia, algunas unidades registran un número significativo de arranques fríos, indicando periodos prolongados fuera de operación antes de ser nuevamente requeridas por el sistema. Este patrón sugiere que, bajo condiciones hidrológicas promedio, el ciclaje no solo aumenta en frecuencia sino también en severidad térmica, incrementando el potencial de desgaste asociado a eventos de arranque desde estados térmicos más distantes.

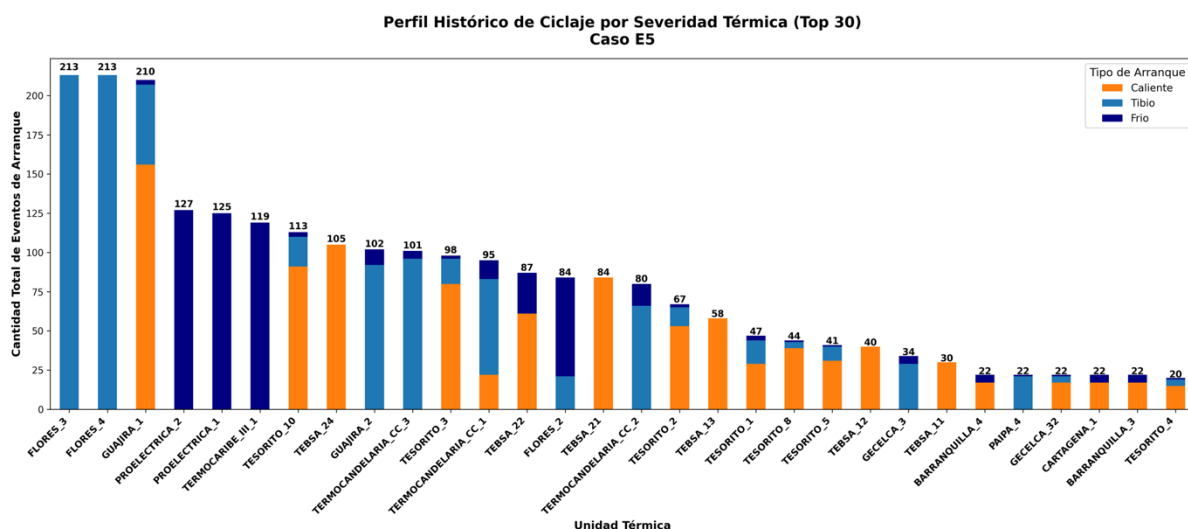


Figura 15. Caso E5 — Severidad Térmica Hidrología Húmeda (La Niña)

La Figura 15 presenta el perfil de ciclaje para el escenario húmedo (Caso E5), caracterizado por una mayor disponibilidad de generación hidráulica. En este contexto, el parque térmico participa de manera más intermitente en la operación del sistema, lo que se refleja en una mayor proporción de arranques tibios y fríos en comparación con el escenario seco. Varias unidades muestran eventos de arranque desde condiciones térmicas significativamente enfriadas, evidenciando periodos más prolongados fuera de operación antes de ser requeridas nuevamente. Este patrón indica que, aunque el número total de horas de generación puede ser menor, el grado de severidad térmica del ciclaje aumenta, lo cual incrementa el impacto sobre la vida útil de los componentes críticos. En consecuencia, el escenario húmedo revela un régimen operativo dominado por operación de respaldo y activación puntual de unidades, donde el principal mecanismo de desgaste proviene de la severidad de los arranques más que de la generación continua.

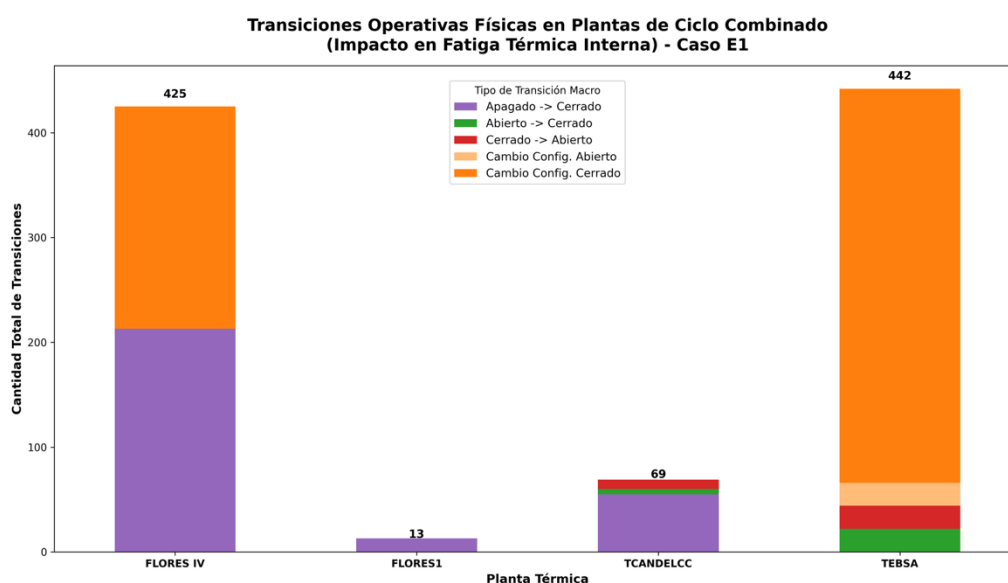


Figura 16. Caso E1 — Transiciones Ciclos Combinados Hidrología Seca (El Niño 2015–2016)

La Figura 16 presenta las transiciones operativas registradas en las principales plantas de ciclo combinado del sistema bajo el escenario seco (Caso E1). En este contexto, se observa un volumen

significativo de cambios de configuración en estado cerrado, particularmente en plantas como TEBSA y Flores IV, lo que indica una operación en la cual las unidades permanecen mayoritariamente en línea pero ajustan su configuración interna (por ejemplo, cambios entre modos de operación del ciclo combinado). Este patrón es consistente con un escenario de alta participación térmica, donde el sistema requiere mantener estas plantas disponibles durante largos periodos, pero realizando ajustes operativos para optimizar el despacho. En contraste, plantas como Termocandelaria presentan un número menor de transiciones totales, aunque con presencia de eventos asociados a arranques y cambios de estado, lo que refleja un régimen de operación más moderado. En conjunto, el escenario seco muestra un alto número de transiciones internas dentro de configuraciones operativas activas, evidenciando un tipo de ciclaje más asociado a ajustes operativos del ciclo combinado que a apagados completos de planta.

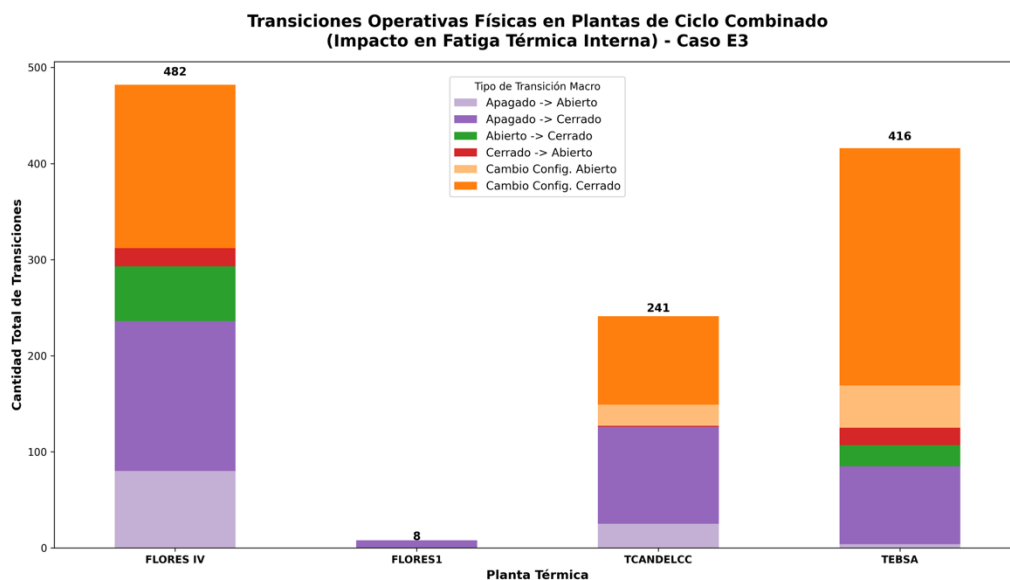


Figura 17. Caso E3 — Transiciones Ciclos Combinados Hidrología Media

La Figura 17 muestra el comportamiento de las transiciones operativas en plantas de ciclo combinado bajo el escenario de hidrología media (Caso E3). En comparación con el escenario seco, se observa un incremento en la diversidad de transiciones operativas, incluyendo eventos de apagado y encendido de configuraciones, así como cambios entre modos de operación abiertos y cerrados. Plantas como Flores IV registran el mayor número de transiciones totales, combinando cambios de configuración con eventos de arranque y parada, lo que evidencia una mayor flexibilidad operativa requerida por el sistema. Por su parte, TEBSA y Termocandelaria presentan también un número relevante de cambios de configuración, lo que indica que el despacho no solo requiere encender o apagar unidades, sino también modificar la estructura operativa del ciclo combinado para ajustarse a las condiciones del sistema. En este escenario, el ciclaje se caracteriza por una mayor alternancia entre estados operativos, lo que incrementa el número de transiciones físicas dentro de las plantas y, por ende, el potencial de fatiga térmica en componentes críticos.

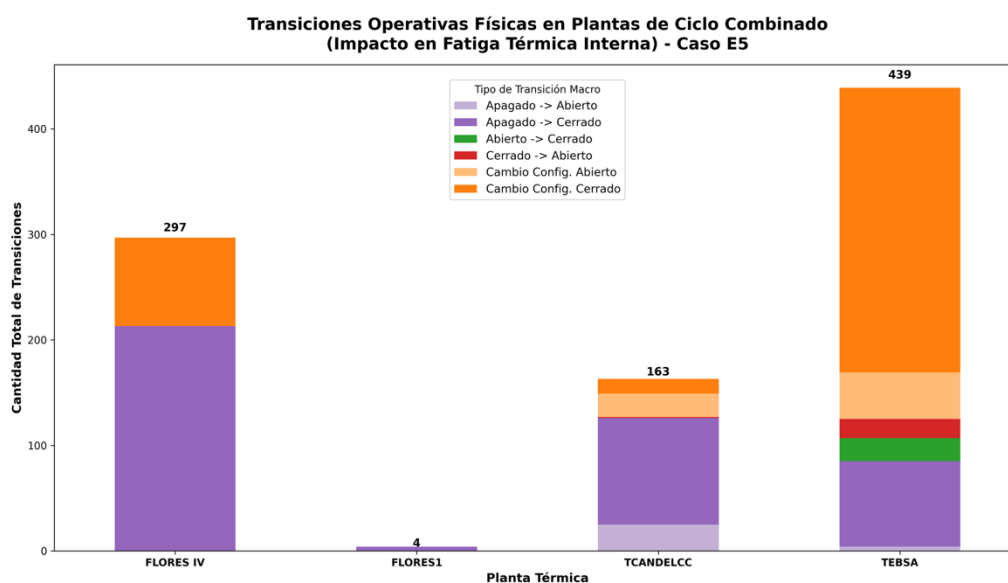


Figura 18. Caso E5 — Transiciones Ciclos Combinados Hidrología Húmeda (La Niña)

La Figura 18 presenta las transiciones operativas para el escenario húmedo (Caso E5), caracterizado por una mayor disponibilidad de generación hidráulica. En este contexto, el parque de ciclo combinado muestra un patrón distinto al observado en escenarios más secos: si bien el número total de transiciones se mantiene elevado en algunas plantas —especialmente TEBSA—, una parte importante corresponde a cambios de configuración asociados a la entrada y salida del despacho. La menor participación energética de las plantas térmicas implica que estas unidades operan con mayor intermitencia, lo que se traduce en episodios de apagado y posterior reconfiguración cuando el sistema vuelve a requerir su capacidad. En contraste, plantas como Flores IV muestran una reducción relativa en el número total de transiciones respecto a escenarios más secos, reflejando una menor utilización del recurso térmico. En conjunto, el escenario húmedo evidencia un régimen operativo donde el ciclaje se manifiesta principalmente a través de activaciones puntuales y reconfiguraciones operativas, más que mediante una operación continua con ajustes internos.

5.5.2. Análisis Prospectivo Año 2028

Con el fin de evaluar cómo podrían evolucionar los patrones de ciclaje del parque térmico colombiano en un contexto de mayor transformación de la matriz energética, se desarrolló un ejercicio prospectivo para el año 2028 basado en simulaciones de despacho del Sistema Interconectado Nacional. Este análisis considera igualmente las proyecciones de demanda del escenario medio de la UPME (última revisión disponible) y tres condiciones hidrológicas representativas: un escenario seco tipo El Niño 2015–2016 (Caso E2), un escenario de hidrología media (Caso E4) y un escenario húmedo tipo La Niña con aportes equivalentes al 120 % de la media (Caso E6). A diferencia del análisis para 2026, estos escenarios incorporan una alta penetración de fuentes de generación renovable variable, reflejando la expansión proyectada de tecnologías solares y eólicas en el sistema. A partir de estos tres casos se evalúa el consumo prospectivo de vida útil equivalente (EOH) asociado tanto a horas de operación como a penalizaciones por arranques, con el objetivo de identificar cómo la mayor variabilidad del sistema podría modificar los patrones de operación térmica y la exposición al desgaste por ciclaje de las unidades del SIN.

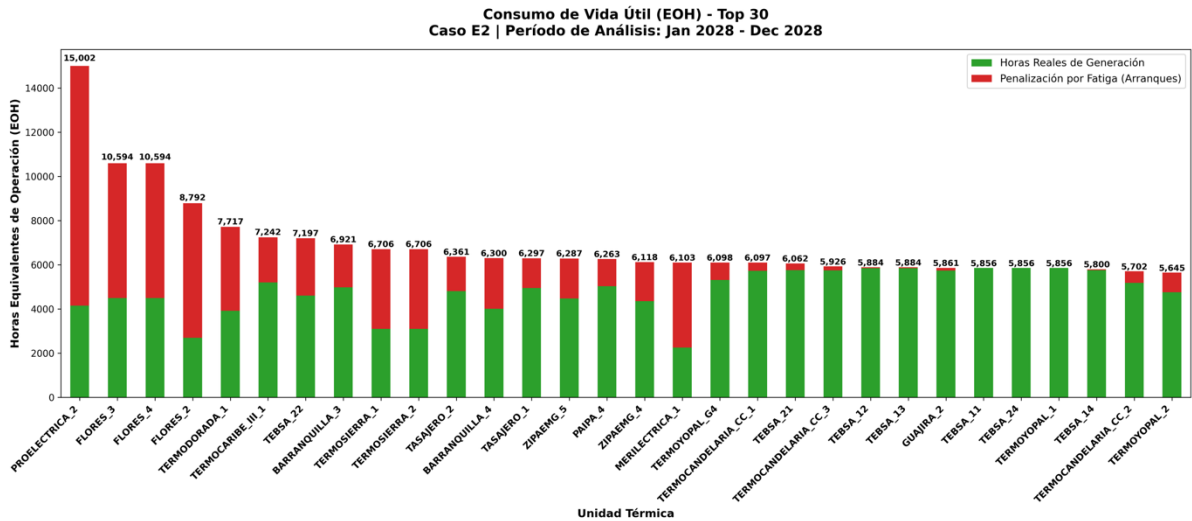


Figura 19. Caso E2 — Hidrología Seca con Alta Penetración Renovable

La Figura 19 presenta el consumo de vida útil equivalente (EOH) para las 30 unidades térmicas más afectadas bajo el escenario seco con alta penetración de renovables (Caso E2). A diferencia del escenario seco de 2026, se observa un incremento significativo en el componente de penalización por fatiga asociado a arranques, lo que indica que, aun en condiciones de baja hidrología, la mayor participación de generación renovable introduce mayor variabilidad en el despacho térmico. Esto se traduce en una operación menos continua y en un mayor número de ciclos de encendido y apagado. En particular, varias unidades que históricamente operaban con altos factores de utilización muestran ahora una mayor proporción de desgaste asociada al ciclaje, lo que sugiere que la integración de generación variable desplaza el patrón de operación desde la generación térmica sostenida hacia una operación más flexible y fragmentada, incrementando la contribución de la fatiga térmica al consumo total de vida útil.

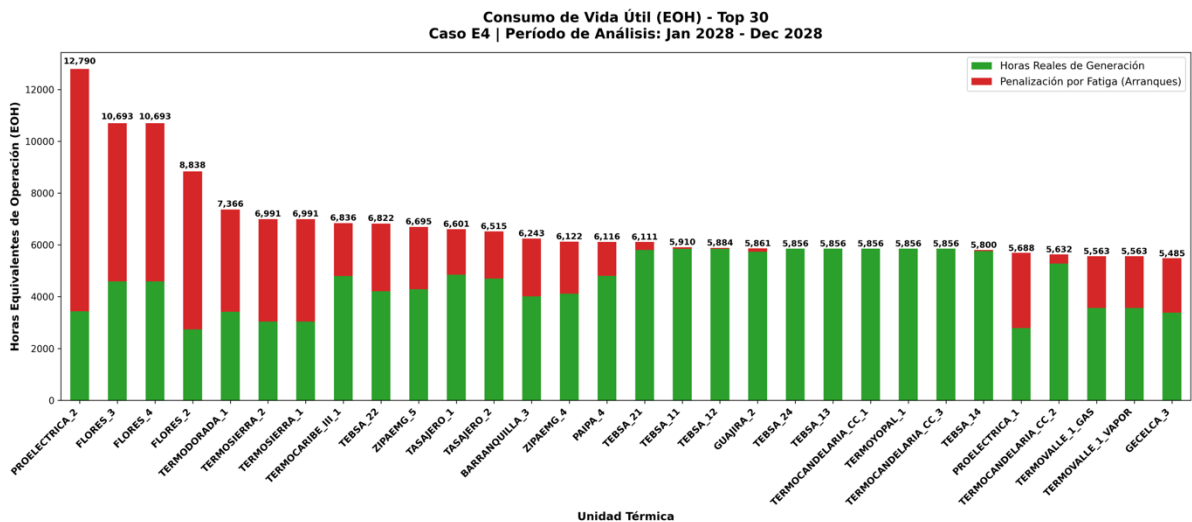


Figura 20. Caso E4 — Hidrología Media con Alta Penetración Renovable

La Figura 20 muestra el consumo de vida útil equivalente (EOH) bajo el escenario de hidrología media con alta penetración renovable (Caso E4). En este caso se observa un patrón aún más marcado en el cual el componente de fatiga por arranques domina el consumo total de vida útil en varias unidades del parque térmico. Aunque algunas plantas mantienen niveles importantes de horas de generación, la presencia de generación solar y eólica en el sistema introduce fluctuaciones en el despacho que obligan a las unidades térmicas a entrar y salir del sistema con mayor frecuencia. Este comportamiento genera un perfil operativo donde el desgaste asociado a arranques y paradas adquiere un peso relativo mayor frente a las horas de operación continua. En consecuencia, el escenario evidencia cómo la combinación de variabilidad renovable y condiciones hidrológicas promedio puede intensificar los patrones de ciclaje del parque térmico, amplificando el impacto del estrés térmico sobre la vida útil de los equipos.

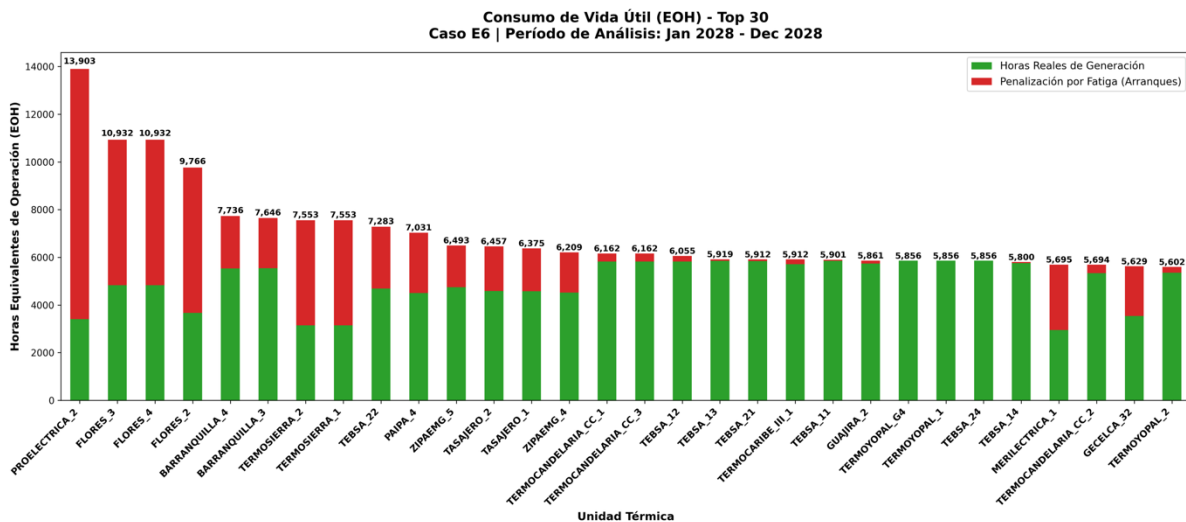


Figura 21. Caso E6 — Hidrología Húmeda con Alta Penetración Renovable

La Figura 21 presenta el consumo de vida útil equivalente (EOH) para el escenario húmedo con alta penetración de renovables (Caso E6). En este contexto, la combinación de abundante generación hidráulica y la mayor participación de fuentes renovables variables reduce significativamente las horas de despacho energético de muchas plantas térmicas. Sin embargo, el gráfico evidencia que el consumo de vida útil continúa siendo elevado en varias unidades debido al componente de penalización por arranques, reflejando una operación caracterizada por episodios frecuentes de encendido y apagado. Este patrón sugiere que, bajo condiciones de alta disponibilidad de recursos no térmicos, el parque térmico es utilizado principalmente como capacidad de respaldo flexible, activándose de manera intermitente para balancear la variabilidad del sistema. Como resultado, el desgaste de los activos se traslada desde las horas de generación hacia la fatiga térmica inducida por el ciclaje, consolidando un régimen operativo donde la flexibilidad operativa se convierte en el principal determinante del consumo de vida útil.

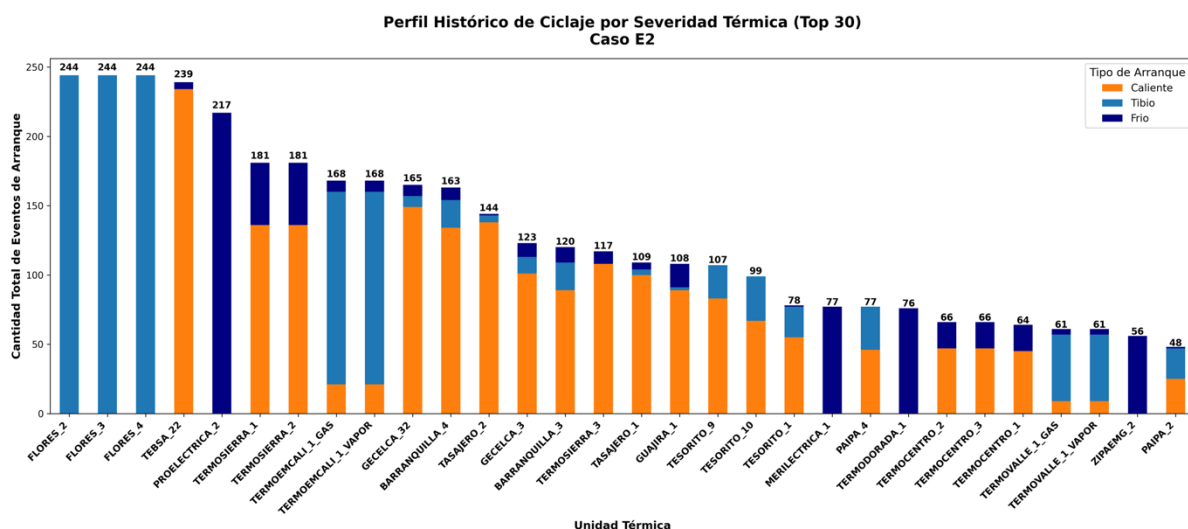


Figura 22. Tipos de Arranques Caso E2 — Hidrología Seca con Alta Penetración Renovable

La Figura 22 presenta el perfil de ciclaje por severidad térmica para las 30 unidades con mayor número de arranques bajo el escenario seco con alta penetración de renovables (Caso E2). Se observa que varias unidades —particularmente en el complejo Flores— concentran un número elevado de arranques tibios, lo que indica una operación caracterizada por paradas relativamente cortas seguidas de reactivaciones frecuentes. Este comportamiento sugiere que, incluso en condiciones de hidrología seca, la presencia significativa de generación renovable introduce variabilidad en el despacho térmico que obliga a las unidades a entrar y salir del sistema con mayor frecuencia. Asimismo, algunas unidades muestran una proporción relevante de arranques fríos, lo cual evidencia periodos de desconexión más prolongados antes de ser nuevamente requeridas. En conjunto, el escenario refleja un patrón de operación donde el ciclaje sigue siendo intenso, pero con predominancia de eventos térmicamente intermedios asociados a ajustes operativos frecuentes.

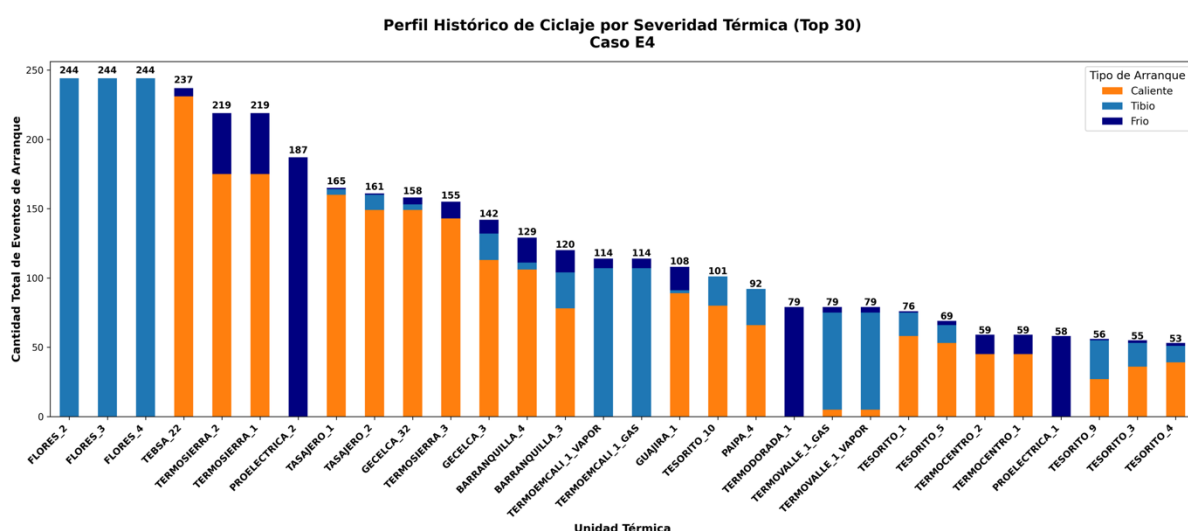


Figura 23. Tipos de Arranques Caso E4 — Hidrología Media con Alta Penetración Renovable

La Figura 23 muestra el perfil de arranques por severidad térmica bajo el escenario de hidrología media con alta penetración renovable (Caso E4). En este caso se observa una distribución más heterogénea entre arranques calientes, tibios y fríos, lo que refleja un régimen operativo altamente flexible del parque térmico. Varias unidades registran un número considerable de arranques calientes, asociados

a reinicios tras paradas breves dentro de un mismo ciclo operativo diario, mientras que otras presentan una mayor incidencia de arranques fríos, indicativos de periodos prolongados fuera de servicio. Esta combinación evidencia que la interacción entre recursos hidráulicos y generación renovable variable genera una mayor alternancia en la utilización de las unidades térmicas. Como resultado, el sistema induce un patrón de ciclaje que combina frecuencia y severidad térmica, incrementando el potencial de desgaste acumulado en los equipos.

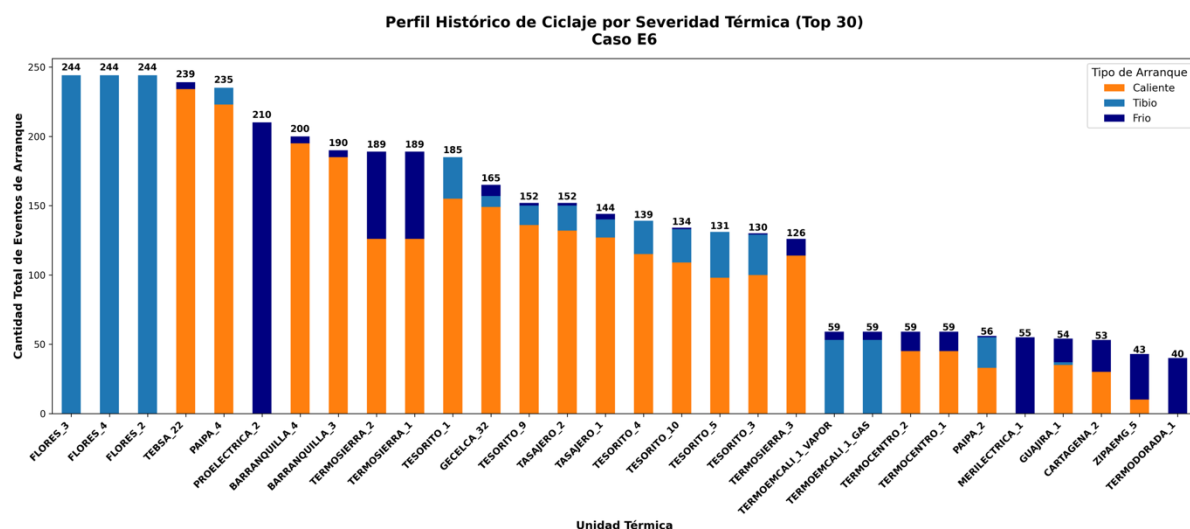


Figura 24. Tipos de Arranques Caso E6 — Hidrología Húmeda con Alta Penetración Renovable

La Figura 24 presenta el perfil de ciclaje para el escenario húmedo con alta penetración de renovables (Caso E6). En este contexto, se observa una marcada presencia de arranques calientes en varias unidades, lo cual sugiere un patrón operativo dominado por activaciones recurrentes en horizontes de tiempo cortos. Sin embargo, también se identifican unidades con una proporción importante de arranques fríos, reflejando periodos prolongados de inactividad seguidos de reactivaciones cuando el sistema requiere respaldo térmico. Este comportamiento es consistente con un sistema donde la alta disponibilidad de generación hidráulica y renovable reduce las horas de operación continua de las plantas térmicas, pero simultáneamente incrementa la necesidad de flexibilidad para balancear la variabilidad del sistema. En consecuencia, el ciclaje del parque térmico se caracteriza por episodios frecuentes de encendido y apagado, consolidando un patrón operativo donde la severidad térmica de los arranques se convierte en un factor determinante del desgaste de los activos.

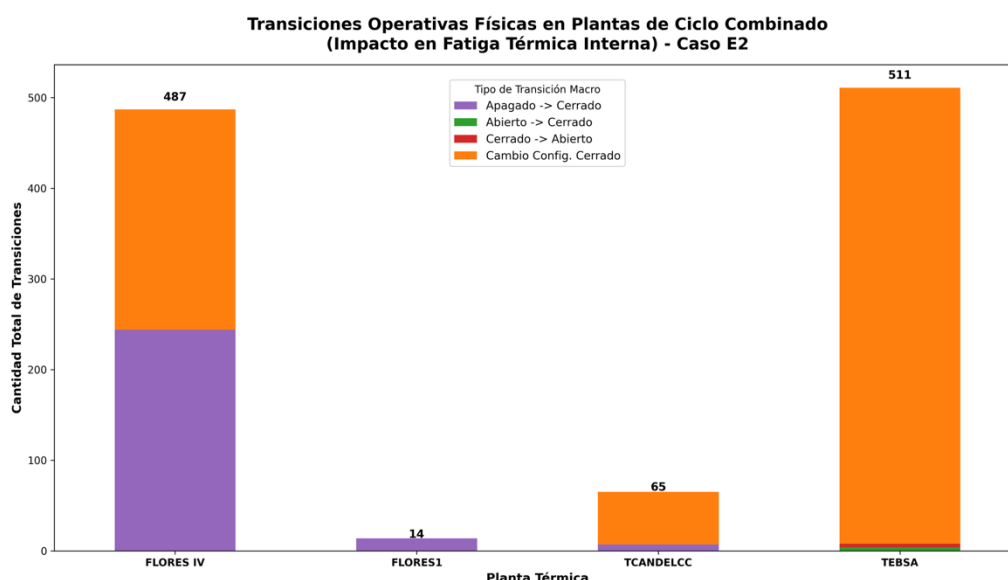


Figura 25. Caso E2 — Transiciones Ciclos Combinados Hidrología Seca con Alta Penetración Renovab

La Figura 25 presenta el número de transiciones operativas registradas en las principales plantas de ciclo combinado bajo el escenario seco con alta penetración de renovables (Caso E2). En este escenario se observa una alta concentración de cambios de configuración en estado cerrado, particularmente en TEBSA y Flores IV, lo que indica que estas plantas permanecen mayoritariamente sincronizadas al sistema mientras ajustan internamente su configuración operativa para responder a variaciones del despacho. Este comportamiento sugiere que, aun en condiciones de hidrología seca, la presencia significativa de generación renovable introduce fluctuaciones intradiarias que obligan a realizar ajustes frecuentes dentro del ciclo combinado. En contraste, plantas como Termocandelaria y Flores I presentan un número considerablemente menor de transiciones, lo que refleja un rol operativo más puntual dentro del sistema. En conjunto, el patrón observado evidencia un ciclaje interno elevado asociado a cambios de configuración, más que a apagados completos de planta.

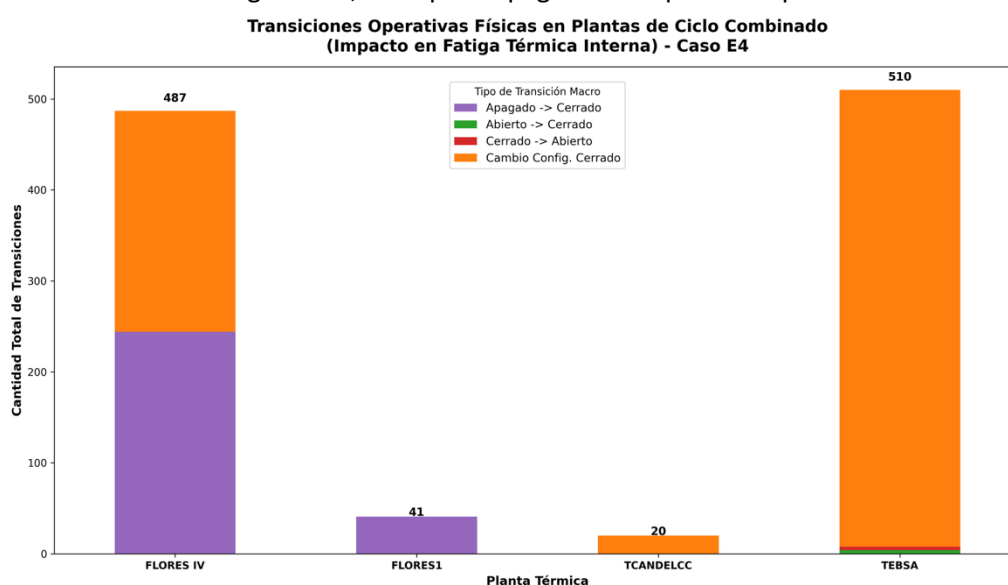


Figura 26. Transiciones Ciclos Combinados Caso E4 — Hidrología Media con Alta Penetración Renovable

La Figura 26 muestra las transiciones operativas en plantas de ciclo combinado bajo el escenario de hidrología media con alta penetración renovable (Caso E4). El comportamiento observado mantiene

la tendencia identificada en el escenario seco, con un número elevado de cambios de configuración en estado cerrado, principalmente en TEBSA y Flores IV, lo que indica una operación donde las plantas se mantienen disponibles en el sistema pero modifican su estructura interna de operación para adaptarse a las condiciones del despacho. No obstante, se observa una ligera reducción en el número total de transiciones en Termocandelaria, lo que sugiere una menor frecuencia de cambios operativos en esta planta bajo condiciones hidrológicas promedio. En general, este escenario evidencia que la integración de generación renovable incrementa la necesidad de flexibilidad operativa dentro de las plantas de ciclo combinado, trasladando parte del ciclaje hacia transiciones internas de configuración.

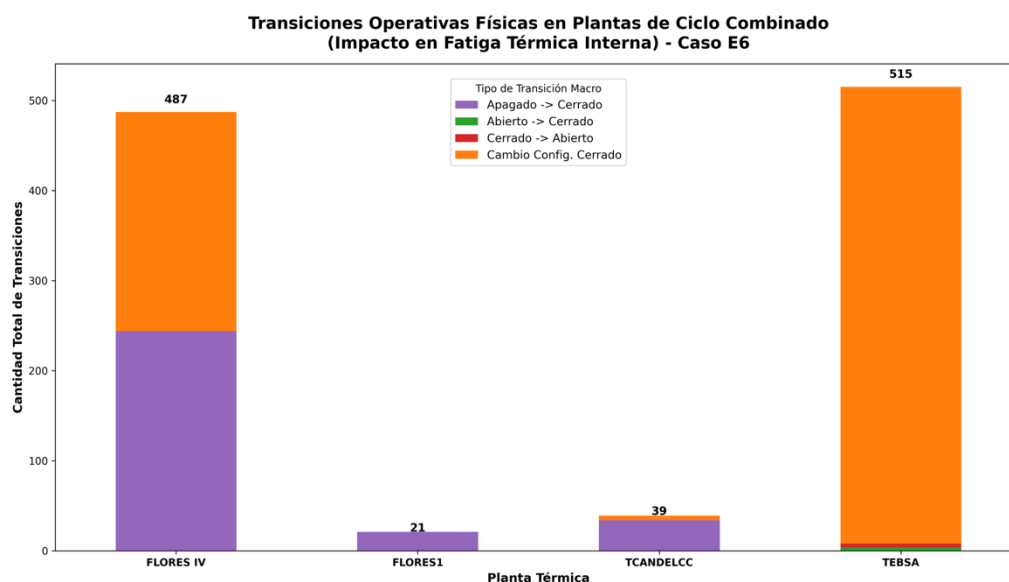


Figura 27. Transiciones Ciclos Combinados Caso E6 — Hidrología Húmeda con Alta Penetración Renovable

La Figura 27 presenta las transiciones operativas para el escenario húmedo con alta penetración de renovables (Caso E6). En este caso se observa nuevamente que TEBSA y Flores IV concentran la mayor cantidad de cambios de configuración, con valores similares a los observados en los otros escenarios, lo que confirma su rol como unidades clave de flexibilidad dentro del sistema. La mayor disponibilidad de generación hidráulica reduce la necesidad de operación continua de estas plantas; sin embargo, cuando son requeridas, deben ajustar su configuración operativa de manera frecuente para responder a variaciones en el despacho. Por su parte, Termocandelaria muestra un incremento moderado en el número de transiciones frente al escenario medio, reflejando episodios adicionales de activación o ajuste operativo. En conjunto, el escenario húmedo evidencia que, aun con menor participación energética de las plantas térmicas, el ciclaje interno asociado a cambios de configuración del ciclo combinado se mantiene elevado, consolidando un patrón de operación donde la flexibilidad operativa se convierte en el principal determinante de la fatiga térmica interna.

5.6. Valorización económica del daño por ciclaje

Los hallazgos presentados en las secciones anteriores permiten establecer que el ciclaje del parque térmico colombiano no constituye únicamente una característica operativa del despacho, sino una fuente identificable y cuantificable de desgaste físico sobre los activos de generación. La evidencia histórica y prospectiva mostró que, en múltiples unidades del SIN, una fracción relevante del consumo

de vida útil equivalente (EOH) no proviene de las horas efectivas de generación, sino de los arranques por severidad térmica, las rampas de carga y, de manera particularmente importante en los ciclos combinados, de las transiciones internas de configuración. En consecuencia, el problema regulatorio ya no se limita a demostrar la existencia del fenómeno, sino a definir una metodología que permita traducir ese desgaste en una señal económica objetiva, comparable con las variables de oferta y despacho del mercado.

Bajo esta lógica, el costo de degradación por ciclaje puede modelarse como un costo marginal adicional de operación, asociado a eventos específicos que consumen vida útil del activo y adelantan mantenimientos mayores. Este enfoque parte del principio de equivalent damage, según el cual cada arranque, parada, cambio de carga o transición operativa representa una fracción de daño acumulado que puede ser monetizada a partir de los costos de mantenimiento, inspecciones mayores, overhauls y reposición implícita de componentes críticos. Una vez agregados estos costos para un horizonte dado, su conversión a una unidad económica compatible con el despacho se obtiene repartiéndolos sobre la energía efectivamente generada, expresándolos en USD/MWh.

Formalmente, el costo total atribuible al ciclaje en un horizonte de análisis puede representarse como la suma de tres componentes: i) el costo de degradación asociado a los distintos tipos de arranque, ii) el costo derivado de cambios de carga o eventos de seguimiento de demanda, y iii) el costo de fatiga acumulada asociado a condiciones operativas severas. De manera simplificada, esta relación puede expresarse como:

$$C_{\text{ciclaje}} = \sum_{s \in \text{arranques}} N_s \cdot c_s + \sum_{k \in \text{cambios}} N_k \cdot c_k + \sum_t E_t \cdot c_{\text{fatiga}}(T_t, L_t, \dot{L}_t) \quad (2)$$

donde (N_s) representa el número de arranques por tipo de severidad térmica, (c_s) el costo unitario de cada arranque, (N_k) el número de eventos de cambio operativo o rampa, (c_k) su costo asociado, y (c_{fatiga}) un término de degradación adicional dependiente de la temperatura, la carga y la velocidad de cambio de carga. Esta formulación permite integrar en un mismo marco los efectos ya observados en el análisis: tanto la penalización por arranques severos como el micro-ciclaje derivado de ajustes operativos frecuentes.

En el caso de los arranques, la práctica habitual consiste en asignar a cada tipo de evento —caliente, tibio o frío— un costo diferencial de degradación, de acuerdo con la fracción de vida consumida que representa sobre los componentes críticos de la planta. Dicho costo puede aproximarse mediante la expresión:

$$c_s = ELC_s \cdot C_{\text{vida}} + C_{\text{manto},inc}^s \quad (3)$$

donde (ELC_s) corresponde al consumo equivalente de vida del arranque tipo (s), (C_{vida}) es el valor monetario asociado a la vida útil del componente o tren afectado, y ($C_{\text{manto},inc}^s$) representa el costo incremental de mantenimiento inducido por ese evento. En la práctica, este valor suele estimarse a partir del prorrateo de inspecciones mayores, overhauls de turbinas de gas, turbinas de vapor y HRSG, o del incremento en EOH y “equivalent starts” que adelanta dichas intervenciones.

De manera similar, los eventos de seguimiento de carga y las transiciones operativas internas también pueden ser valorizados como daño equivalente, especialmente en aquellas plantas de ciclo combinado donde el despacho induce cambios frecuentes entre configuraciones abiertas y cerradas. En estos casos, el costo asociado puede modelarse como un conjunto de “equivalent starts” inducidos por rampas o transiciones, monetizados con la misma lógica de vida consumida. Esta aproximación es particularmente pertinente para el caso colombiano, donde el análisis prospectivo mostró que parte sustancial de la fatiga futura podría estar asociada no solo a apagados completos, sino también a reconfiguraciones frecuentes dentro de una planta ya sincronizada.

La conversión de este costo de degradación a una métrica operativa en USD/MWh es directa y constituye el paso clave para su eventual incorporación en análisis de despacho o propuestas regulatorias. Esta conversión se expresa como:

$$\text{Costo de degradación} \left(\frac{\text{USD}}{\text{MWh}} \right) = \frac{C_{\text{ciclaje}}}{E_{\text{generada}}} \quad (4)$$

donde (E_{generada}) corresponde a la energía producida en el mismo horizonte temporal utilizado para calcular el costo del ciclaje. Esta formulación permite obtener una señal económica comparable con el precio de oferta, los costos variables auditados y los componentes de arranque/parada ya reconocidos en el mercado. En términos prácticos, representa el costo unitario de la flexibilidad exigida a la planta y permite llevar el análisis técnico de fatiga térmica a un lenguaje compatible con la regulación y la remuneración.

Desde el punto de vista metodológico, la implementación de esta valoración puede abordarse en distintos niveles de sofisticación. Un primer nivel, de carácter financiero-operativo, consiste en prorratear el costo de inspecciones y overhauls sobre el número máximo de arranques equivalentes o EOH admisibles. Un segundo nivel, más consistente con ejercicios de simulación y Unit Commitment, utiliza factores de Equivalent Starts (ES) y Equivalent Operating Hours (EOH) diferenciados por tipo de arranque, rampa y transición. Finalmente, un tercer nivel, de mayor complejidad ingenieril, estima directamente el daño por fatiga y creep a partir de variables metalúrgicas y térmicas detalladas. Para fines de política regulatoria y modelación de mercado, el segundo enfoque suele ofrecer el mejor equilibrio entre robustez técnica, trazabilidad y aplicabilidad práctica.

En consecuencia, esta metodología constituye el puente entre los resultados físicos del estudio y una posible propuesta de reconocimiento económico. Al expresar el daño por ciclaje en USD/MWh, se crea una base cuantitativa para discutir su eventual incorporación en señales como el Par, el COM o cualquier mecanismo complementario de remuneración de flexibilidad. Así, el debate deja de centrarse únicamente en la constatación del problema y pasa a enfocarse en un aspecto más decisivo para el diseño del mercado: cuánto cuesta realmente la flexibilidad térmica exigida por el SIN y bajo qué esquema debe ser reconocida de manera técnica, auditable y regulatoriamente consistente.

La cuantificación bottom-up de la brecha económica anual no cubierta por el COM regulado, articulada sobre el bloque CC crítico del Caribe y el carbón legacy individual, arroja un rango de 34 a 168 MUSD/año con escenario medio de 57 MUSD/año, derivado de las siguientes premisas: costo de overhaul mayor en CC F-class de 5 a 15 MUSD por evento; plantas afectadas las 3 del bloque crítico

Caribe (TEBSA, TERMOCANDELARIA, FLORES_I) más 5 unidades de carbón legacy (PAIPA 1-3, ZIPAEMG 4-5); adelantamiento promedio del overhaul mayor respecto a la presupuestación base de 18 a 36 meses.

Es importante subrayar que esta cifra refleja el costo termo-mecánico que el COM 034/2001 NO captura, NO una solicitud de remuneración adicional por parte de los agentes. El costo real del daño estructural se está cargando hoy al usuario final vía el Par creciente trimestral, mecanismo originalmente diseñado como ajuste fino residual entre costo real y COM regulado. La propuesta regulatoria de la sección 6 redistribuye esta cifra del Par residual al COM regulado, sin incremento del recaudo total, dotándola de auditabilidad, predictibilidad y sujeción a metodología CREG.

5.7. Degradación de eficiencia por acumulación de arranques (elemento informativo)

Además del consumo de vida por fatiga, la acumulación de arranques degrada la eficiencia de la unidad, tanto en el ciclo de combustión como en el ciclo de vapor. La práctica OEM (GE GER-3620) distingue la degradación recuperable — ensuciamiento del compresor, removible con lavados — de la no recuperable, que solo se restituye parcialmente en la HGPI y de manera plena en el overhaul mayor. El ciclaje acelera la segunda: en la turbina de gas, los rozamientos álabe–carcasa de cada transitorio abren holguras de punta y degradan sellos interetapas; en el ciclo de vapor, los arranques inducen rozamiento de los sellos laberínticos del rotor, erosión por partículas sólidas asociada a la exfoliación de óxidos del HRSG y pérdida de desempeño del recuperador.

El efecto es proporcional a los eventos y admite la métrica del estudio; de forma ilustrativa, la deriva del consumo térmico específico puede expresarse como:

$$\Delta HR = \delta \cdot N_{AFE} \quad (5)$$

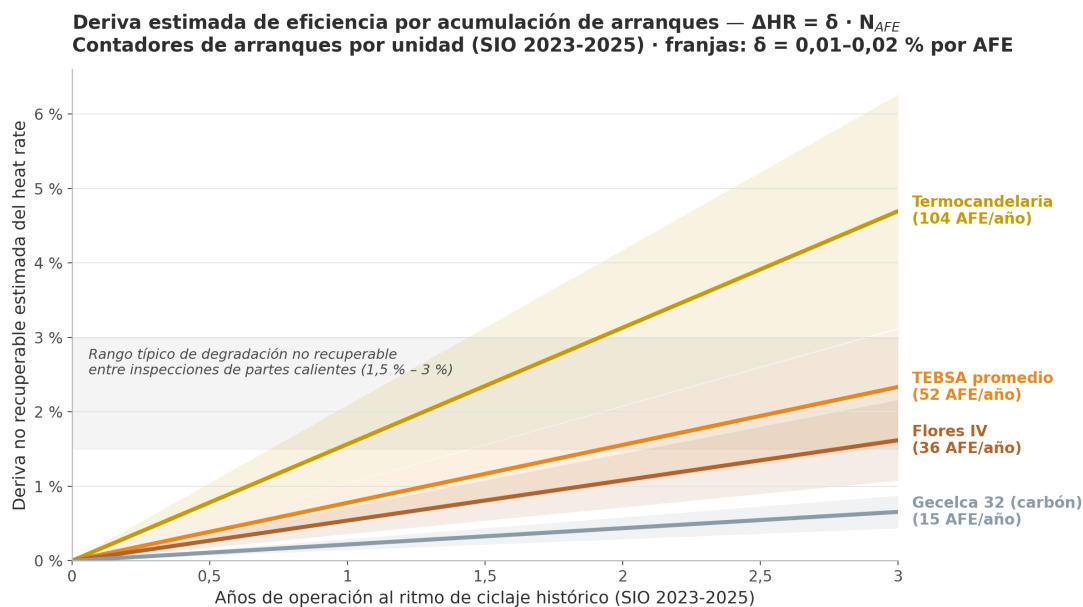
donde:

- **ΔHR** : deriva no recuperable del heat rate (consumo térmico específico) desde la última intervención mayor, en %.
- **δ** : deriva unitaria por arranque frío equivalente, en %/AFE; rango de literatura OEM/EPRI: 0,01 %–0,02 % por AFE, calibrable con pruebas de desempeño.
- **N_{AFE}** : arranques fríos equivalentes acumulados desde la última intervención mayor, calculados con los factores de daño por estado térmico de la sección 4.4 (incluidas las transiciones de configuración con su factor propio).

Con ≈ 52 AFE/año por unidad (perfil TEBSA con mix empírico de severidad, transiciones incluidas), la Ecuación (5) implica una deriva de 0,5 %–1,0 % anual — 1,6 %–3,1 % entre inspecciones de partes calientes —, equivalente a un sobreconsumo de combustible del orden de 0,6 a 2,6 MUSD/año para un bloque como TEBSA, además de pérdida de potencia máxima y de competitividad en mérito.

La Figura siguiente corrobora el orden de magnitud del efecto sobre datos históricos: aplica la Ecuación (5) a los contadores reales de arranques por unidad del despacho SIO 2023-2025 (arranques

por estado térmico y transiciones de configuración) para unidades representativas del parque. Al ritmo histórico de ciclaje, una unidad promedio de TEBSA acumula en tres años una deriva estimada de 1,6 %–3,1 % — el rango típico de degradación no recuperable entre inspecciones de partes calientes —, mientras que una unidad de carbón de bajo ciclaje acumula menos de 1 %: la pendiente de la deriva sigue directamente la intensidad de arranques observada de cada planta.



Arranques fríos equivalentes por unidad (frío 1,00 · tibio 0,50 · caliente 0,25 · transición CC 0,25) del despacho histórico SIO 2023-2025.
 δ : rango de literatura OEM/EPRI (GE GER-3620). Modelo paramétrico ilustrativo, no calibrado con mediciones de desempeño. Elaboración: GGC, 2026.

Figura 28. Deriva no recuperable estimada del heat rate por acumulación de arranques, construida sobre los contadores históricos de arranques por unidad del SIO 2023-2025 (frío 1,00 · tibio 0,50 · caliente 0,25 · transición CC 0,25) y deriva unitaria $\delta = 0,01\%$ – $0,02\%$ por AFE (literatura OEM/EPRI). Modelo paramétrico ilustrativo, no calibrado con mediciones de desempeño.

Este hallazgo se documenta con carácter indicativo e informativo: evidencia que el aumento sostenido de los ciclajes tiende, en el largo plazo, a aumentar los costos variables del mercado, porque el parque consume más combustible por MWh a medida que acumula arranques y solo restituye su desempeño con las intervenciones mayores. No se deriva de él una propuesta regulatoria específica; su eventual tratamiento requeriría una discusión separada con soporte de pruebas de desempeño. Cifras ilustrativas de literatura abierta, no calibradas con datos de fabricante.

6. Propuesta regulatoria

La evidencia histórica del desgaste de las unidades térmicas por ciclaje térmico y transiciones de configuración exige una corrección en las señales económicas del Mercado de Energía Mayorista (MEM). A continuación, se presentan tres vías de acción escalonadas en el tiempo, evaluando sus ventajas, riesgos y la estrategia recomendada para su impulso desde ANDEG.

6.1. Marco general de la propuesta regulatoria

El estudio identifica una falla regulatoria de mecanismo, no de monto. El COM 034/2001 fue calibrado para operación de carga base, escenario muy distinto al régimen flexible continuo en que opera el parque térmico bajo transición energética y restricciones de red. El Par trimestral, diseñado como ajuste fino del agente, absorbe hoy el desajuste estructural sistémico. Y el Anexo 4 del Acuerdo CNO 1816 no recoge un parámetro de arranques máximos anuales por unidad — el único parámetro temporal allí estandarizado es el diario.

ANDEG propone dos intervenciones articuladas, una de corto plazo vía CNO y otra de mediano plazo vía CREG, cuyo conjunto cierra la asimetría regulatoria sin incremento del recaudo total al usuario.

6.2. Propuesta de corto plazo: incorporación del tope anual al Anexo 4 CNO 1816

6.2.1. Diagnóstico del vacío regulatorio

El Anexo 4 vigente del Acuerdo CNO 1816 recoge “ARRANQUES PROGRAMADOS POR DÍA” (fila 68 de la hoja UNIDAD_TÉRMICA) y umbrales horarios para clasificación de estado térmico caliente/tibio/frío, pero no recoge un tope anual operativo de la unidad ni de la planta. Este campo simplemente no existe en el formato estandarizado. El resultado es que el agente no tiene mecanismo regulatorio para reconocer el daño termo-mecánico estructural cuando es despachado como respaldo flexible continuo por causas atribuibles al sistema (restricciones de red, penetración renovable, cambios de demanda), y el regulador no dispone de base auditable para calibrar el COM por régimen operativo real.

6.2.2. Propuesta concreta

Incorporar al Anexo 4 del Acuerdo CNO 1816 un parámetro de “máximo anual de arranques por unidad”, declarado por el agente en frío equivalente, con criterio uniforme por tecnología y subcategoría operativa (base / flexible / peaker). La declaración en frío equivalente permite expresar el tope anual en UNA cifra y deja al agente la flexibilidad operativa de distribuirlo entre estados térmicos según régimen real.

En cuanto al mecanismo de equivalencia, el tope anual se declara en arranques fríos equivalentes (AFE), aplicando los factores de daño por estado térmico establecidos en el marco teórico (sección 4.4). Bajo esta equivalencia, un tope declarado de 50 AFE puede ejecutarse como 50 arranques fríos, 100 tibios, 200 calientes, o como un mix realista del Caribe (20 fríos + 30 tibios + 60 calientes = 50 unidades de daño con 110 eventos anuales totales): el agente conserva plena flexibilidad operativa sobre cómo distribuir su régimen entre estados térmicos, y el daño anual del activo queda acotado al tope declarado.

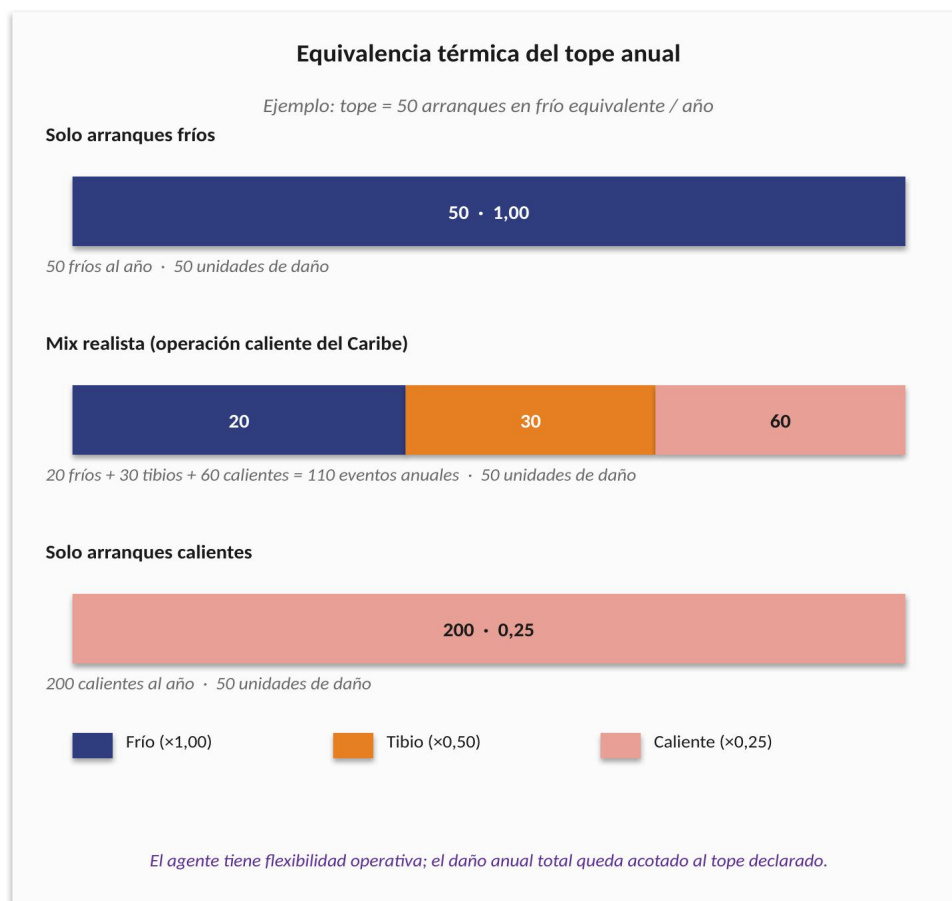


Figura 29 Mecanismo de equivalencia térmica del tope anual de arranques. El agente declara el tope en frío equivalente y distribuye su uso entre estados térmicos según régimen operativo real, usando factores de mantenimiento por evento documentados en GE GER-3620

6.2.3. Sustento técnico

Los benchmarks NREL/EPRI por subcategoría tecnológica (sección 5.3.4 del presente estudio) constituyen referencia técnica para CREG en la calibración del nuevo parámetro: 100 arr/año para CC F-class diseñado para base, 200 para CC F-class fast-start moderno, 75 para CC E-class older, 150 para CC con ACPM, 300 para CA gas peaker fast-start, 100 para CA gas mid-merit, 50 para carbón subcrítico flexible-capable, 15 para carbón subcrítico legacy con creep avanzado, y 30 para mezcla gas-carbón. Estas cifras son referencia para el regulador, no autoreporte del agente, y son modulables por edad del activo y horas operadas acumuladas reportadas y verificables contra histórico SIO.

6.2.4. Implicación económica

El agente con declaración estandarizada del Anexo 4 puede documentar el daño estructural cuando es despachado por encima de su benchmark, reclamar reconocimiento adicional vía COM actualizado (no vía Par, que mantendría la autoexclusión de mérito), y acceder a financiamiento predecible del overhaul anticipado. CREG gana base técnica para calibrar actualizaciones futuras del COM, auditoría trazable contra histórico SIO, y un mecanismo regulatorio coherente con la transición energética — no anclado a régimen base de 2001.

6.2.5. Cuatro aristas regulatorias

Criterio uniforme. CREG fija la fórmula técnica base por subcategoría (benchmarks NREL/EPRI documentados), modulada por edad del activo, horas operadas acumuladas y configuración intended al comisionamiento. El CNO opera la actualización del Anexo 4 con criterio uniforme.

Auditoría del tope declarado. Activación automática de reconocimiento adicional vía COM solo si el exceso sobre benchmark es atribuible al despacho del sistema (restricciones de red, seguridad operativa, respaldo a variabilidad renovable). No se reconoce exceso atribuible a gestión comercial del agente. La distinción se ancla en datos SIO públicos, auditable por CREG y por terceros.

Tratamiento de transición. Para el período inicial (2026-2028), cada agente reporta su EOH acumulado por unidad al momento de entrada en vigencia del nuevo Anexo 4, con auditoría técnica del CNO contra histórico SIO y registros de mantenimiento del LTSA. El contador no parte de cero: se reconoce el daño histórico documentado, con criterio uniforme para activos comparables. Período de adaptación: 18 meses.

Articulación con el Par ofertado vigente. La propuesta no reemplaza el Par ofertado actual (CREG 051/2009); lo complementa. Separación explícita: el pre-sincronismo (combustible purga + C&M arranque) queda cubierto por el Par ofertado trimestralmente por estado térmico bajo CREG 028/2022, mientras que el daño termo-mecánico estructural prorrateado queda cubierto por el COM actualizado con componente por exceso sobre benchmark. Esta separación elimina la autoexclusión de mérito del régimen actual.

6.3. Propuesta de mediano plazo: actualización metodológica del COM 034/2001

6.3.1. Diagnóstico del COM 034/2001 actual

El COM 034/2001 calcula el componente de operación y mantenimiento como costo volumétrico (\$/MWh) sin reconocer el componente de daño termo-mecánico por evento. Fue calibrado en 2001 para operación de carga base, escenario distinto al régimen flexible continuo que el parque térmico colombiano opera actualmente bajo el peso de la transición energética, las restricciones de red y la creciente penetración renovable. Bajo régimen flexible continuo el COM volumétrico no capta el daño por evento, originalmente residual entre régimen y rol original del agente; el Par creciente trimestral absorbe hoy ese desajuste sistémico, operando como parche regulatorio, no como flexibilidad del agente.

6.3.2. Articulación con la Propuesta 6.2

La propuesta de actualización del COM tiene precondition de aprobación de la Propuesta 1 — la estandarización del tope anual en el Anexo 4. Sin el parámetro de arranques máximos anuales por unidad estandarizado en el Anexo 4, no existe denominador uniforme contra el cual calibrar el componente reconocido del overhaul. La secuencia es: primero el dato regulatorio estandarizado (vía CNO), después la fórmula metodológica (vía CREG).

6.3.3. Fórmula propuesta

La fórmula propuesta, en su formulación agregada inicial, es:

$$COM_{indexado} = COM_{base} + \frac{C_{overhaul}}{N_{tope}} \quad (6)$$

donde:

- **COMindexado**: costo de operación y mantenimiento actualizado, en \$/kWh.
- **COMbase**: COM vigente de la Resolución CREG 034 de 2001 por tecnología, indexado mensualmente por IPC, en \$/kWh.
- **Coverhaul**: costo de la intervención mayor (HGPI u overhaul mayor), auditado contra LTSA y literatura abierta, en USD.
- **Ntope**: tope anual de arranques declarado en el Anexo 4 actualizado (Propuesta 6.2), en arranques/año.

Cada planta queda ajustada a su perfil operativo real, no al supuesto de carga base de 2001.

A partir de la socialización con agentes, la fórmula se precisa como una única formulación regulada cuya evaluación produce un COM diferenciado por unidad y por combustible — la misma lógica que la Resolución CREG 101 028 de 2022 adoptó para el precio de arranque-parada (Par), ofertado por unidad, combustible y estado térmico:

$$COM_{u,t} = COM_{fluencia(c,t)} + COM_{fatiga(u,t)} \quad (7)$$

donde:

- **COM_{u,t}**: COM de la unidad u en el mes de liquidación t, en \$/kWh.
- **COMfluencia (c,t)**: componente de fluencia (creep) — el COM vigente de la 034/2001 para el combustible c, indexado mensualmente por IPC; remunera el desgaste proporcional a la energía, en \$/kWh.
- **COMfatiga (u,t)**: componente de fatiga por eventos de ciclaje de la unidad u, definido en la Ecuación (8), en \$/kWh.

$$COM_{fatiga(u,t)} = \frac{cEOH_{f,t} \cdot P_u \cdot EOH_{rec(u)}}{E_u} \quad (8)$$

donde:

- **cEOH_{f,t}**: costo estándar por hora equivalente de operación de la familia tecnológica f (CC gas, ciclo abierto gas, vapor-carbón), normalizado por MW e indexado según la Ecuación (11), en COP/(EOH·MW).
- **P_u**: capacidad efectiva neta de la unidad u, en MW.

- **EOHrec (u)**: horas equivalentes de fatiga reconocidas de la unidad en la vigencia de referencia (año inmediatamente anterior), según las Ecuaciones (9) y (10), en EOH.
- **Eu**: energía generada por la unidad en la misma vigencia de referencia (generación real del año inmediatamente anterior; ante ausencia de datos, último año con información para la tecnología), del despacho real registrado por XM, en kWh.

$$EOH_{fatiga(u)} = N_{cal} \cdot F_{cal} + N_{tib} \cdot F_{tib} + N_{frío} \cdot F_{frío} + N_{trans} \cdot F_{trans} \quad (9)$$

donde:

- **Ncal, Ntib, Nfrío, Ntrans**: número de arranques caliente, tibio y frío, y de transiciones de configuración (ciclos combinados) de la unidad en la vigencia de referencia (año inmediatamente anterior) — contadores oficiales del despacho real publicados por XM/CND.
- **Fcal, Ftib, Ffrío, Ftrans**: factores estándar de EOH por evento, fijados en resolución por familia tecnológica: CC y ciclo abierto gas 10/18/22/10; vapor-carbón 18/30/50/40 (GE GER-3620; EPRI 1015308).

$$EOH_{rec(u)} = EOH_{fatiga(u)} \cdot \min\left(1; \frac{Tope_{Anexo\ 4}}{N_{total(u)}}\right) \quad (10)$$

donde:

- **TopeAnexo 4**: tope anual de arranques por unidad de la subcategoría tecnológica, declarado en el Anexo 4 del Acuerdo CNO 1816 (Propuesta 6.2), en arranques/año.
- **Ntotal (u)**: arranques totales de la unidad en la vigencia de referencia (año inmediatamente anterior). El mínimo acota el reconocimiento: ciclar por encima del tope no genera remuneración adicional.

$$cEOH_{f,t} = cEOH_{f,0} \cdot \left[w_{imp} \cdot \frac{PPI_t}{PPI_0} + w_{loc} \cdot \frac{IPC_t}{IPC_0} \right] \cdot TRM_t \quad (11)$$

donde:

- **cEOHf,0**: costo base por EOH de la familia f — prorrateo de inspección de combustión, HGPI y overhaul mayor sobre sus umbrales de EOH: CC/ciclo abierto gas 539 USD/EOH (rango 384–713, unidad de referencia 130 MW); vapor-carbón 400 USD/EOH (rango 267–600, referencia 160 MW) — recalibrable quinquenalmente con LTSA auditados.
- **wimp, wloc**: pesos de la canasta de indexación — 70 % importado (repuestos y servicios OEM en dólares) y 30 % local (mano de obra y consumibles).
- **PPIt / PPI0**: índice de precios al productor de EE. UU. para turbinas y grupos turbogeneradores (BLS, NAICS 333611).
- **IPCt / IPC0**: índice de precios al consumidor (DANE).
- **TRMt**: tasa representativa del mercado (Banco de la República), en COP/USD.

El agente no declara ninguna variable de las Ecuaciones (7) a (11): los parámetros son estándar por familia tecnológica y los insumos de unidad son datos públicos del despacho real. El tope impide remunerar el ciclaje por encima del Anexo 4, y una unidad que no cicla conserva su COM actual.

6.3.4. Redistribución entre componentes del recaudo

La actualización metodológica del COM bajo la fórmula propuesta NO incrementa el recaudo total del sistema. Redistribuye, no añade. El componente del COM crece; el componente del Par residual se reduce en magnitud equivalente. El total permanece igual. Lo que cambia es la atribución regulatoria del costo: del Par residual (mecanismo de ajuste fino, no auditable como política regulatoria) al COM regulado (mecanismo estandarizado, auditable, predecible para el agente y para el regulador).

u rol original — ajuste fino del agente, no parche regulatorio del desajuste sistémico.

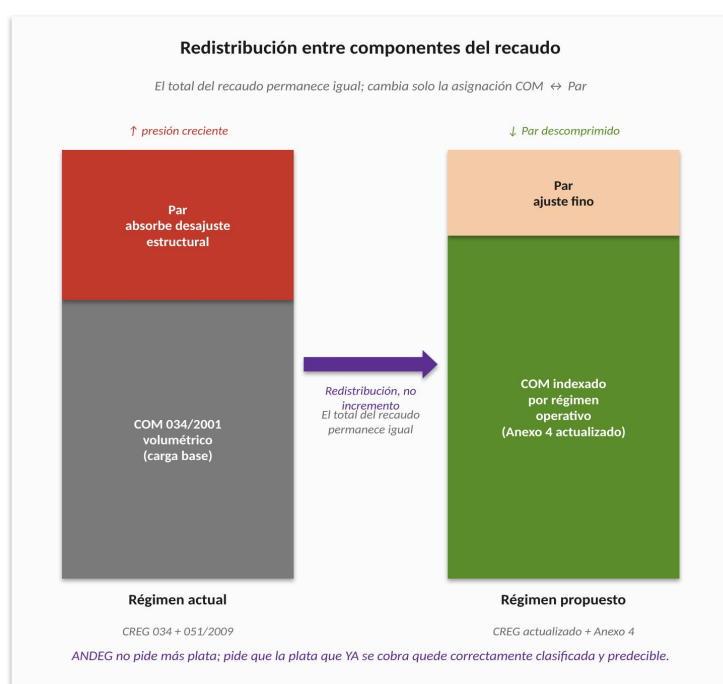


Figura 30 Redistribución del recaudo entre COM regulado y Par residual bajo régimen propuesto. El total del recaudo permanece igual; cambia únicamente la asignación entre componentes

6.3.5. Articulación con el Par ofertado vigente

La propuesta 6.3 se articula con el Par ofertado vigente (CREG 051/2009) bajo separación explícita de componentes. El Par cubre el pre-sincronismo (combustible purga + C&M arranque) y mantiene competitividad por oferta. El COM indexado cubre el daño termo-mecánico estructural prorrateado. La energía vendida post-sincronismo se remunera vía bolsa + PREC + reconciliación positiva si aplica. Esta separación por componente elimina la presión sobre el Par para que absorba daño estructural — presión que hoy genera la autoexclusión de mérito del régimen flexible.

6.3.6. Horizonte de implementación

18-24 meses post-aprobación de la Propuesta 6.2. Vehículo CREG; actores CREG + mesa técnica con ANDEG.

6.3.7. Calibración con el despacho real (SIO 2023-2025)

La formulación de las Ecuaciones (7) a (11) se evaluó para las 38 plantas térmicas del SIN con los contadores del despacho real 2023-2025, en un libro de calibración con celdas auditables que acompaña este estudio como anexo de trabajo. Con la calibración típica: TEBSA +6,96 \$/kWh — su COM pasa de 17,54 a 24,51 \$/kWh (1,40×), ≈5,8 MUSD/año —; Termocandelaria resulta la más subreconocida por kWh (+19,9 \$/kWh; 2,13×), dominada por sus ≈651 transiciones de configuración anuales; Flores IV +4,1 \$/kWh (1,24×); y el carbón legacy (Paipa, Zipa) queda en 1,02–1,04× con su tope activo — evidencia de que la fórmula no sobre-remunera a quien no cicla. Total parque: ≈27,8 MUSD/año ≈ 105 mil millones COP/año que se redistribuyen del Par al COM regulado, sin incremento del recaudo al usuario. El contraste entre la calibración por factores EOH/OEM y la referencia NREL por MW queda dentro de ±35 %.

6.3.8. Simulación de mediano plazo: aumento del COM y efecto en el precio de bolsa

Para evaluar la viabilidad de la propuesta ante la CREG se simularon los tres escenarios para las 38 plantas del parque — Base (frecuencia empírica 2023-2025), Medio (×1,5) y Alto (×2,2, consistente con la prospectiva 2026/2028 de alta penetración renovable e hidrologías secas) —, manteniendo el mix de severidad térmica de cada planta y tomando como referencia la generación real por tipo de combustible del año inmediatamente anterior — sobre los casos más críticos de cada categoría; ante ausencia de datos, el último año con información disponible para la tecnología. La Tabla 5 resume los resultados:

Tabla 5. Simulación de mediano plazo: recaudo del componente de fatiga, aumento del COM por tecnología e impacto acotado en el precio de bolsa, por escenario de ciclaje.

Tecnología	Base (×1,0)	Medio (×1,5)	Alto (×2,2)
Unidades de Vapor/Carbón — COM vigente 35,97 \$/kWh	+2,2 \$/kWh (+6,0 %) · 4,1 MUSD/año	+2,5 \$/kWh (+7,0 %) · 4,8 MUSD/año	+2,9 \$/kWh (+8,0 %) · 5,5 MUSD/año
Unidades de combustibles líquidos (ACPM, Fuel Oil, combustóleo) — COM vigente 26,76 \$/kWh	+5,5 \$/kWh (+21 %) · 2,6 MUSD/año	+8,2 \$/kWh (+31 %) · 3,8 MUSD/año	+10,3 \$/kWh (+38 %) · 4,8 MUSD/año
Unidades de Gas Ciclo Abierto — COM vigente 17,54 \$/kWh	+3,7 \$/kWh (+21 %) · 0,7 MUSD/año	+5,5 \$/kWh (+32 %) · 1,0 MUSD/año	+8,1 \$/kWh (+46 %) · 1,5 MUSD/año
Plantas/Unidades Gas Ciclo Combinado — COM vigente 17,54 \$/kWh	+7,8 \$/kWh (+44 %) · 18,4 MUSD/año	+8,7 \$/kWh (+49 %) · 20,5 MUSD/año	+9,5 \$/kWh (+54 %) · 22,6 MUSD/año
Unidades de Gas Ciclo STIG — COM vigente 17,54 \$/kWh	+11,2 \$/kWh (+64 %) · 1,3 MUSD/año	+13,2 \$/kWh (+75 %) · 1,5 MUSD/año	+13,2 \$/kWh — tope activo · 1,5 MUSD/año
Motores de combustión gas/líquido — COM vigente 17,54 \$/kWh	+18,1 \$/kWh (+103 %) · 2,4 MUSD/año	+27,2 \$/kWh (+155 %) · 3,6 MUSD/año	+39,9 \$/kWh (+227 %) · 5,2 MUSD/año
Recaudo del componente de fatiga — total parque	29,4 MUSD/año (112 mil MM COP)	35,2 MUSD/año (134 mil MM COP)	41,0 MUSD/año (156 mil MM COP)
Precio de bolsa (cota superior)	≤ 1,9 \$/kWh (0,3–0,6 %)	≤ 3,2 \$/kWh (0,5–1,1 %)	≤ 4,8 \$/kWh (0,7–1,6 %)

Cada celda reporta el ΔCOM de fatiga ponderado por la generación real de la categoría (calibración típica) y el recaudo anual del componente. Los motores de combustión se parametrizan provisionalmente con factores de turbina de gas como proxy; su calibración específica — son máquinas diseñadas para ciclaje — queda para la mesa técnica. Para las unidades de Vapor/Carbón se adopta, por decisión del comité técnico, la calibración en la banda alta del rango de costos de intervención

del carbón — consistente con el creep avanzado del parque legacy —, fijando el reconocimiento entre 6,0 % (Base) y 8,0 % (Alto) del COM vigente; con esta calibración el total del parque asciende a 29,4–41,0 MUSD/año (frente a 27,8–39,7 de la calibración típica de la sección 6.3.7).

Tres lecturas de viabilidad. (i) El mecanismo es autolimitante: el tope del Anexo 4 satura el reconocimiento — aunque los arranques crezcan 2,2x, el recaudo del componente de fatiga solo crece 39 % y las categorías más cicladas saturan su tope — el CC a gas pasa apenas de +7,8 a +9,5 \$/kWh y el STIG queda constante desde el escenario Medio; la fórmula no puede espiralar. **(ii) El efecto en bolsa es una cota, y es pequeño:** suponiendo que la térmica a gas fija el precio el 25 %/35 %/45 % de las horas según escenario y que el agente marginal traslada la totalidad del Δ COM a su oferta, el precio de bolsa subiría a lo sumo 1,9–4,8 \$/kWh — menos del 2 % sobre precios de referencia de 300–700 COP/kWh —, mientras el componente de restricciones baja en magnitud equivalente al Par liberado, de modo que el efecto neto esperado sobre el costo unitario al usuario es aproximadamente nulo. **(iii) La señal de largo plazo corrige, no encarece:** con el costo de fatiga visible en el COM y un Par de pre-sincronismo puro, el despacho tenderá a menos apagados profundos, reduciendo el daño físico y la tendencia estructural al alza de los costos variables descrita en la sección de degradación de eficiencia.

6.4. Acciones operativas ante el CND y Acuerdos CNO

Esta vía busca alinear las declaraciones paramétricas con la realidad física de las máquinas para evitar que el despacho del Centro Nacional de Despacho (CND) obligue a las unidades a ejecutar maniobras destructivas no reconocidas.

- **Descripción:** Implica actualizar los Acuerdos del Consejo Nacional de Operación (CNO) para modificar la forma en que se declaran los Tiempos Mínimos de Generación (TMG), Tiempos Mínimos Fuera de Línea por Parada Programada y No Programada y, críticamente, la Matriz de Transiciones para Ciclos Combinados. Se busca que el sistema reconozca los tiempos de estabilización térmica del recuperador de calor (HRSG) y la turbina de vapor al pasar de ciclo abierto a cerrado.
- **Pros:**
 - Es una solución de carácter netamente técnico que no requiere pasar por agenda regulatoria de la CREG.
 - Protege físicamente la máquina al ponerle restricciones al modelo de optimización del CND.
- **Contras:**
 - No resuelve el problema técnico y financiero del daño ya acumulado (EOH histórico).
 - Al hacer la planta "menos flexible" en el papel, el optimizador del mercado podría desplazarla en mérito, reduciendo su volumen de ventas de energía.

7. Conclusiones y recomendaciones

7.1. Síntesis de Hallazgos Operativos, Prospectivos y Regulatorios

El análisis exhaustivo de la operación histórica del parque térmico colombiano revela una profunda desconexión entre la exigencia física del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el esquema de remuneración comercial vigente. Numéricamente, se demostró que en unidades de respaldo (peakers) e infraestructuras complejas de Ciclo Combinado (como TEBSA, FLORES 4 y TERMOCANDELARIA), más del 50% del consumo de su vida útil (EOH) no proviene de la generación continua de energía, sino del estrés térmico por ciclaje constante.

Físicamente, el sistema está forzando a las plantas a operar mediante perfiles de alta severidad: apagados prolongados durante los fines de semana que decantan en arranques fríos destructivos, y un fenómeno crítico de "micro-ciclaje" intradiario (transiciones de configuración de abierto a cerrado) que acelera la fatiga en las calderas recuperadoras (HRSG) y turbinas de vapor.

El análisis prospectivo para el año 2026 y 2028 refuerza y amplifica los hallazgos observados en la evaluación histórica. Bajo los distintos escenarios hidrológicos evaluados —desde condiciones secas tipo El Niño hasta escenarios húmedos asociados a La Niña— el patrón estructural se mantiene: una porción significativa del consumo de vida útil de las unidades térmicas continúa explicándose por eventos de arranque, transiciones operativas y cambios de configuración, más que por horas efectivas de generación. Incluso en escenarios con menor despacho energético de las plantas térmicas, la operación del sistema tiende a inducir mayores niveles de intermitencia y ciclaje, trasladando el desgaste desde la generación continua hacia la fatiga térmica acumulada por arranques y reconfiguraciones operativas. En consecuencia, las proyecciones confirman que el ciclaje no es un fenómeno coyuntural asociado a condiciones específicas del sistema, sino una característica estructural del rol flexible que el parque térmico está llamado a desempeñar en la operación futura del SIN.

Desde la perspectiva regulatoria, el hallazgo central es que el mercado asume la flexibilidad como un servicio gratuito. Las resoluciones estructurales, concebidas para un parque de carga base (ej. CREG 034 de 2001), remuneran el Costo de Operación y Mantenimiento (CMO) de forma volumétrica (\$/kWh), ignorando la depreciación acelerada del capital que dictaminan las leyes de la termodinámica y el modelo de Coffin-Manson. Pagar únicamente el combustible para sincronizar una máquina deja un déficit financiero insostenible de cara a los mantenimientos mayores (*Overhauls*) necesarios para garantizar la confiabilidad futura del país.

El estudio documentó adicionalmente la ausencia de un campo de “arranques máximos anuales por unidad” en el Anexo 4 vigente del Acuerdo CNO 1816 — único formato regulatorio estandarizado para reportar parámetros técnicos al CND. La ausencia del parámetro anual estandarizado se evidencia en la dispersión 16,4× entre plantas CC a gas tecnológicamente comparables, 20× dentro de carbón

subcrítico, y 61× entre peakers a gas, en el umbral declarado del catálogo técnico. Esta dispersión refleja ausencia de criterio uniforme regulatorio CREG, no diversidad técnica real de los activos.

La socialización del estudio con agentes y los análisis complementarios agregan cuatro resultados a la síntesis:

- **Vida útil por régimen de arranques (caso de estudio Coffin–Manson).** Al ritmo histórico del despacho, las unidades de TEBSA consumen su capital de vida por fatiga 6,6–8,7 veces más rápido que el supuesto de diseño de carga base; un régimen de arranque frío diario agotaría la vida de diseño en ~8 años. El ciclaje es un mecanismo de depreciación acelerada del activo, medible en arranques fríos equivalentes (AFE).
- **Degradación de eficiencia (elemento informativo).** La acumulación de arranques degrada de forma no recuperable el heat rate del ciclo de combustión y del ciclo de vapor (deriva estimada de 0,5 %–1,0 % anual para una unidad promedio de TEBSA). Implicación de mercado: el aumento sostenido de los ciclajes tiende, en el largo plazo, a aumentar los costos variables del mercado.
- **Fórmula única del COM, evaluada por unidad y combustible.** La actualización del COM se concreta en una única formulación regulada (Ecuaciones (7) a (11)) — componente de fluencia vigente más componente de fatiga con parámetros estándar y contadores públicos de XM. Calibrada con el despacho real 2023-2025: TEBSA 1,40× su COM vigente, Termocandelaria 2,13×, carbón legacy 1,02–1,04×; ≈105 mil millones COP/año se redistribuyen del Par al COM regulado sin incremento del recaudo.
- **Viabilidad de mediano plazo.** El mecanismo es autolimitante — con arranques ×2,2 el recaudo del componente de fatiga solo crece 39 % por el tope del Anexo 4 — y el efecto en el precio de bolsa está acotado por debajo del 2 %, compensado por la reducción equivalente del componente de restricciones: el efecto neto esperado sobre el usuario es aproximadamente nulo.

7.2. Resumen de la propuesta

Para mitigar el impacto financiero y físico del ciclaje, y reconociendo que los tiempos regulatorios de la CREG no avanzan a la misma velocidad que el deterioro de los activos, se propone una estrategia de mitigación escalonada. Esta hoja de ruta no busca encarecer artificialmente el mercado, sino transparentar el **Costo Real de la Flexibilidad**.

ANDEG propone dos intervenciones regulatorias articuladas. La primera, de corto plazo vía CNO con seguimiento CREG, incorpora al Anexo 4 del Acuerdo CNO 1816 un parámetro de “máximo anual de arranques por unidad” declarado por el agente en frío equivalente, con benchmarks técnicos por subcategoría tecnológica documentados en NREL/EPRI (GE GER-3620, EPRI 1015308, Lefton & Besuner 2006). Horizonte: concepto técnico CNO 0-6 meses; resolución CREG 6-18 meses. La segunda, de mediano plazo vía CREG, actualiza el COM 034/2001 con componente indexado al régimen operativo real bajo fórmula $COM_{indexado} = COM_{base} + costo_{overhaul} / N_{arranques_anuales}$, articulada con el Par ofertado vigente bajo separación explícita de componentes. Horizonte: 18-24 meses post-aprobación de la primera propuesta.

El mensaje regulatorio central de la propuesta es que la brecha cuantificada de 34 a 168 MUSD/año queda resuelta por redistribución entre componentes del recaudo (Par residual al COM regulado), no por incremento del recaudo total al usuario. Cierra la asimetría estructural entre daño termomecánico por evento y reconocimiento volumétrico del COM, sin afectar la magnitud agregada del cargo al usuario final.

El frente estructural queda además dotado de un vehículo concreto y verificable: la fórmula única del COM por unidad y combustible (Ecuaciones (7) a (11)), acompañada de su calibración con el despacho real y de la simulación de viabilidad de mediano plazo — autolimitación por el tope del Anexo 4, impacto en bolsa inferior al 2 % y neutralidad de recaudo —, que constituye el soporte cuantitativo requerido para la discusión con la CREG.

8. Referencias Bibliográficas

8.1. Normativa y Regulación (Colombia)

- **Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).** (2001). *Resolución No. 034 de 2001: Por la cual se dictan normas sobre funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía.* Bogotá D.C., 13 de marzo de 2001.
- **Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).** (2001). *Documento CREG-055: Ajustes Mercado Mayorista.* Bogotá D.C., 13 de marzo de 2001.
- **Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).** (2009). *Resolución No. 051 de 2009: Por la cual se modifica el esquema de ofertas de precios, el Despacho Ideal y las reglas para determinar el precio de la Bolsa en el Mercado Energía Mayorista.* Bogotá D.C., 7 de mayo de 2009.
- **Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).** (2022). *Resolución No. 101 028 de 2022: Por la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 024 y 025 de 1995, y CREG 062 de 2000 y se establecen otras disposiciones.* Bogotá D.C., 16 de septiembre de 2022.
- **Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).** (2022). *Documento CREG 101-028: Restricciones en el Sistema Interconectado Nacional – SIN (Reglas de despacho de configuraciones).* Bogotá D.C., 16 de septiembre de 2022.
- **Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).** (2023). *Resolución No. 501 002 de 2023: Por la cual se decide la solicitud de Revocatoria Directa contra la Resolución CREG 101 028 de 2022.* Bogotá D.C., 23 de enero de 2023.
- **Consejo Nacional de Operación (CNO).** (2024). *Acuerdo 1816: Por el cual se establecen y actualizan las definiciones y los formatos de reporte de los parámetros técnicos de las unidades y plantas para el planeamiento operativo y la operación del SIN.* Bogotá D.C., 7 de marzo de 2024.
 - Incluye:
 - **Anexo 1:** Metodología y procedimiento para determinar los valores numéricos asociados a los parámetros de rampas.
 - **Anexo 2:** Modelo de rampas de aumento y disminución para plantas térmicas de ciclo combinado.
 - **Anexo 3:** Despachos alternativos.

8.2. Estudios Académicos y Tesis de Investigación

- **Basañez Llantada, A., & Lorenzo García, M.** (2012). *El Reto de las Plantas Térmicas de Ciclo Combinado ante la Situación Energética Actual*. 6th International Conference on Industrial Engineering and Industrial Management. Vigo, España.
- **Hernández, P. L., Carro, M., Montes de Oca, J., & Fernández, S. J.** (2008). *Optimización del mantenimiento preventivo utilizando las técnicas de diagnóstico integral: Fundamento teórico-práctico*. Ingeniería Energética, Vol. XXIX, No. 2, pp. 14-25. Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Cuba.
- **Silva Militello, L. F.** (2018). *Valorización y remuneración de la flexibilidad operacional en sistemas eléctricos de potencia con alta penetración de generación variable* (Tesis de pregrado). Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile. Santiago de Chile.
- **Téllez Naranjo, H. N., & Rengifo Zambrano, J. L.** (2018). *Análisis de causa raíz de falla en un tubo de cobre y un racor de bronce perteneciente a una caldera de una máquina de café* (Tesis de pregrado). Facultad de Ingeniería, Fundación Universitaria Los Libertadores. Bogotá D.C.

8.3. Referencias Técnicas y Metodologías Operativas

- **Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.** (2020). *Resolución AN No.16572-Elec: Metodología para la definición y declaración de Costos Variables y Costos de Arranque y Parada de las Centrales de Generación Térmica*. 30 de diciembre de 2020.
- **Fundación Endesa.** (s.f.). *Central térmica de ciclo combinado*. Recursos educativos Endesa Educa. Recuperado de material docente.
- **Mazur Czerwicz, Z., Hernández Rossette, A., & Luna Ramírez, A.** (s.f.). *Tecnologías de rehabilitación y extensión de vida útil de turbinas de vapor y gas*. Revista Transición Energética, Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL).
- **Wattco.** (s.f.). *Degradación del fluido térmico: Causas y prevención*. Artículo técnico.
- **Scribd (Efrenlopez04).** (s.f.). *Ciclo de Turbina de Vapor: Principios y Configuraciones*. Documento técnico.
- **arXiv.** (s.f.). *Unit Commitment Considering the Impact of Deep Cycling*. Artículo técnico sobre modelado de costos de ciclaje profundo.
- **GE Power. (2009, 2014).** GER-3620: Heavy-Duty Gas Turbine Operating and Maintenance Considerations. General Electric Company. Reportes técnicos OEM sobre intervalos de inspección C-inspection y Major Overhaul diferenciados por modo de duty (continuous / cyclic / peak).
- **EPRI. (2008).** 1015308: Cycling, Startups, Shutdowns and Load Following Operations of Modern Combined Cycle Plants. Electric Power Research Institute. Caracterización de operación flexible en CC modernos post-2000.

- **Lefton, S. A., & Besuner, P. (2006).** The Real Costs of Cycling Power Plants. Intertek APTECH report. Cycling en plantas legacy commissioned base; categoría “base vs flexible” como variable de análisis.
- **Kumar, N., Besuner, P., Lefton, S., Agan, D., & Hilleman, D. (2012).** Power Plant Cycling Costs. NREL/SR-5500-55433. National Renewable Energy Laboratory & Intertek APTECH. Costos C&M por arranque (USD/MW), órdenes de magnitud de impacto económico por evento.
- **CAISO. (2014-2024).** Annual Reports. California Independent System Operator. Datos observacionales de cycling bajo penetración renovable creciente, análogos al patrón colombiano del Caribe.
- **ERCOT. (2018).** State of the Grid Report. Electric Reliability Council of Texas. Caracterización de fast-start fleet bajo despacho de seguridad.