

Experiencias del 'Niño' 2023-2024

POR: ARGEMIRO AGUILAR DÍAZ*

Después de tres años continuos de ocurrencia del fenómeno de 'La Niña' y siete años sin la ocurrencia del 'Niño', a finales del 2023 se confirmó el inicio de éste fenómeno, siendo uno de los más intensos que hayan ocurrido, con aportes hídricos a los embalses por debajo del 60% de los históricos. El embalse agregado del sistema llegó a estar por debajo del 30% del volumen útil aprovechable para producir energía eléctrica, registrando valores inferiores a los mínimos históricos de los últimos 20 años.

“Es urgente terminar los proyectos en ejecución y facilitar al máximo nuevos proyectos; se requiere hacer expedita la obtención de licencias ambientales **”**

En promedio, un evento 'Niño' dura de 12 a 14 meses, desde que comienza el calentamiento, hasta que el Pacífico vuelve a su temperatura normal. Sin embargo y por fortuna, 'El Niño' 2023-2024 ha sido de una duración inferior.

Acciones del Gobierno Nacional

A fin de evitar el riesgo de racionamiento, desde antes de mediados del año 2023 los gremios y asociaciones del sector eléctrico y el operador del mercado XM, venían presentando recomendaciones al Gobierno nacional con el fin de asegurar la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), sin que éste hubiera escuchado tales recomendaciones.



En enero y marzo del 2024, el crecimiento de la demanda estuvo alrededor de 7,5%, aunque en algunas zonas del país se presentaron crecimientos de 8,3%, en comparación con los mismos meses del año inmediatamente anterior. Esto además, asociado a la demora en construcción que presentan un buen número de plantas de generación renovable no convencionales y de las redes de transmisión regional y de distribución propuestas, planeadas y en ejecución.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), entidad que debió estar tomando las decisiones necesarias para prevenir y mitigar la situación y así evitar el riesgo de racionamiento, durante el Gobierno actual ha permanecido sin los funcionarios requeridos (6), tal que una parte del tiempo se ha vuelto inoperante por falta de quorum y cuando llega a completar 3 o 4, han sido nombrados a título de encargo por 3 meses. Dicha circunstancia de interinidad, elimina en la práctica la autonomía del que debería ser un cuerpo técnico e independiente, supeditándolo a la voluntad del ejecutivo.

La solicitud hecha al Gobierno de tomar medidas transitorias urgentes era evidente: reducción de la demanda; programas de respuesta de demanda de rápida implementación; reducir las exportaciones de energía a Ecuador; definir una meta de generación térmica; poner a disposición del parque térmico la mayor cantidad de gas posible; asegurar el suministro, transporte y almacenamiento de combustibles para la operación continua del parque térmico; viabilizar la conexión de proyectos de autogeneración solar, sin entrega de excedentes; viabilizar la entrega de los excedentes informados por la Unidad de Planeación Minero- energética (UPME) (aproximadamente 500 MW); gestión y seguimiento con agentes generadores; seguimiento al cumplimiento de la potencia y capacidad de cubrir la seguridad del sistema; seguimiento a los embalses con bajo nivel; libre movilidad de personas; insumos y equipos, así como el libre acceso a las instalaciones del sector eléctrico¹.

Tan solo a mediados del mes abril 2024, el Gobierno reaccionó y empezó a tomar algunas medidas transitorias, tardías en el sentido en que ya no evitarían el racionamiento, algunas inoperantes o mal concebidas en su forma de lograr los objetivos, y en otros casos representando un alza adicional en las tarifas de los usuarios.

Bajo tales circunstancias de crisis, lo único que posibilitaba evitar el inminente racionamiento, era que con la generación térmica produciendo energía a su máxima capacidad y solicitando suspensión temporal para mantenimiento, las lluvias se apiadaran y empezaran a revertir la situación. Esto último ocurrió y gracias a ello, la situación fue superada parcialmente, puesto que aún se requiere llevar el nivel de los embalses al nivel requerido en diciembre del 2024, tal que permitan suplir la demanda en esa estación de verano.

Si bien hay que reconocer que el Gobierno tomó algunas medidas importantes como lograr un acuerdo que entregara el gas necesario para operar Termo-Centro (272 MW), el ingreso de generación renovable adicional a través de los excedentes de grandes

consumidores y el aumento de la capacidad del sistema con plantas de generación que puedan entregar excedentes (160 MW), esto no era suficiente.

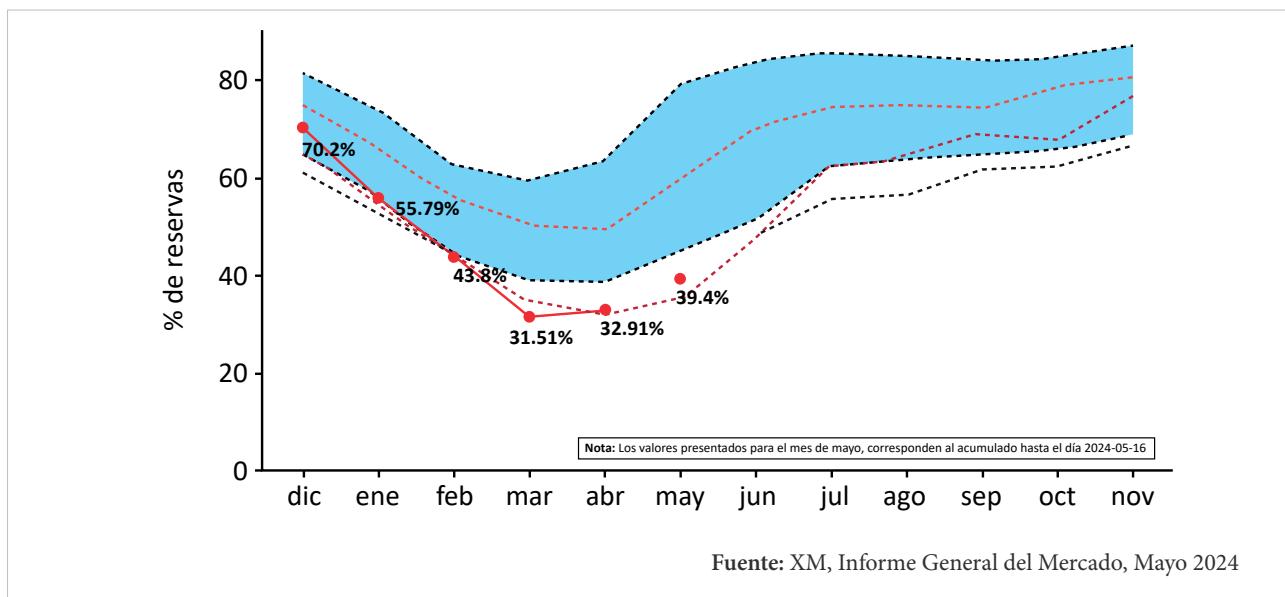
El ministro de Minas y Energía, Andrés Camacho, aseguró: “*Esto es una emergencia climática, no una crisis energética*” y puntualizó que desde el 2023 el Gobierno ha tomado medidas para la crisis climática y que eso evitó que la situación actual fuera peor². Lamentablemente el cambio climático es una realidad, pero no es una explicación aceptable a la crisis que vivió el sistema eléctrico nacional.

“ *No es lógico pensar en el desmantelamiento de las térmicas que funcionan con combustibles fósiles, pues ellas son la garantía en períodos de sequía y lo serán aún más con la entrada masiva de fuentes renovables* **”**

El Ministerio de Minas y Energía (MME) publicó que había finalizado el fenómeno del ‘Niño’ y además, estableció los mecanismos por los que según la entidad, se superó el período de sequías³. El fenómeno del ‘Niño’ se superó no por las gestiones ni decisiones del Gobierno, se pudo sortear ya que a última hora no fue prolongado y gracias a la infraestructura existente de plantas de generación en hidroeléctricas y termoeléctricas.

Comportamiento de la generación del Sistema

El nivel agregado de los embalses del SIN el 16 de Mayo de 2024 fue 31,64%, el cual se observa en el gráfico de Reservas Hídricas, (franja histórica de percentiles P10 y P90), aún por debajo del límite inferior de la curva P10.



En la tabla a continuación se muestra además la generación térmica despachada centralmente en el periodo noviembre 2023 - marzo 2024. A partir del mes marzo la generación térmica ha tenido un incremento respecto a los meses anteriores, tanto a nivel total como en la participación de la generación operando con gas natural importado. Sin embargo, la generación térmica real se ubica alrededor de 30 GWh/día por debajo de la disponibilidad declarada en el despacho.

Generación térmica despachada centralmente					
Gen Prom [GWh/día]	Carbón	Gas Nat	Gas Imp	Líquidos	Total
Noviembre-23	18.62	18.43	11.04	6.30	54.38
Diciembre-23	27.08	17.04	31.46	3.55	79.14
Enero-24	27.48	13.62	25.36	0.42	66.88
Febrero-24	30.01	14.84	27.10	0.25	72.20
Marzo-24	32.43	11.57	41.81	0.68	86.49

Llama la atención que durante los meses de enero y febrero la cantidad de generación térmica fue inferior al nivel de 80 y 90 GWh/día recomendado por XM en sus informes operativos y análisis energéticos, no obstante que aún existía un margen apreciable respecto a las Obligaciones de Energía Firme (OEF) de la generación térmica que es alrededor de 110 GWh/día.

A esta situación se llega por bajas ofertas de precio en la generación hidráulica, que en esta forma prevalece sobre la generación térmica, o por la existencia de restricciones operativas y las razones para que ello ocurra pueden ser:

- Preferencia de la generación hidráulica a generar a riesgo de desocupar los embalses e incumplir las OEF, con tal de no comprar energía en la Bolsa para suministrar sus compromisos de venta en contratos.
- Restricciones operativas que imponen desembalsamientos en plantas hidráulicas.
- Tal como está consignado en el informe 736 del Consejo Nacional de Operación (CNO), hay plantas térmicas con OEF que se declaran disponibles en el proceso de liquidación, pero que en el despacho están indisponibles por no tener suficiente combustible.
- Algunos analistas señalan que el mecanismo del mercado se vio afectado por las “repetidas amenazas del Gobierno sobre una eventual intervención de la bolsa. Por no exponerse a ser puestos en la picota pública, los operadores optaron por acudir a los embalses en lugar de ahorrar líquido y no ser criticados como especuladores”⁴.

No obstante, nuevamente la generación térmica ha demostrado su importancia fundamental en el suministro de la energía eléctrica bajo condiciones de hidrología deficitaria.

Las plantas termoeléctricas llegaron a suministrar más del 50% de la energía, cuando en condiciones climáticas normales su aporte es del 20%; no es lógico pensar en el desmantelamiento de las térmicas que funcionan con combustibles fósiles, pues ellas son la garantía en los períodos de sequía y lo serán aún más con la entrada masiva de fuentes renovables de energía intermitente.

Atraso en proyectos de generación

'El Niño' 2015- 2016 ha sido el más fuerte ocurrido desde que se disponen estadísticas. No obstante, para ese entonces el país contó con proyectos hidroeléctricos recién terminados como Quimbo y Sogamoso y de generación térmica a carbón como Termotasajero 2 y Gecelca 3.1 y 3.2. Algunos daños en otras centrales importantes como Guatapé, amenazaron la confiabilidad del sistema pero, se logró conjurar un apagón a través de una serie de regulaciones que incluyeron un racionamiento remunerado 'Apagar Paga'.

Bajo 'El Niño' 2023-2024 la situación ha sido completamente diferente, pues de los 43 proyectos de generación con capacidad de 5.850 MW adjudicados en las subastas de energía firme y de contratos de largo plazo, que deberían haber iniciado operación a partir de diciembre del 2022, solo 2.368 MW hidráulicos, térmicos y solares están en operación o bajo pruebas exitosas y 533 MW solares en pruebas, el resto no estuvieron disponibles para enfrentar el reciente 'Niño'.

Afortunadamente para compensar un poco, según XM (operador el Mercado de Energía Mayorista – MEM), existen 698,6 MW de proyectos no adjudicados en las subastas, de ellos han entrado en operación 102 MW solares (Portón del Sol) más 524,9 MW solares, que no pertenecen al despacho central⁵ (con capacidades menores de 20 MW) y están en pruebas 39,8 MW solares y 31,9 eólicos no despachados centralmente.

Es urgente terminar los proyectos en ejecución y facilitar al máximo nuevos proyectos; se requiere hacer expedita la obtención de licencias ambientales, trámites de consulta previa, audiencias públicas y las relaciones con las comunidades, considerando que el impacto ambiental cero no existe y observando el concepto de desarrollo sostenible con el que tantos proyectos funcionan hoy en Colombia con un impacto razonable sobre el ambiente.



En febrero 2024 se realizó una subasta de Cargo por Confiabilidad (CxC) para asignar energía firme a las plantas de generación existentes y la construcción de nuevos proyectos a partir del periodo 2027-2028, con capacidad efectiva neta adicional para el sistema de 4,489 MW, de los cuales 4,441 MW son solares.

Con esta subasta no se alcanzaría a cubrir las necesidades del periodo más el porcentaje de holgura requerido para mantenimientos y contingencias y con alta probabilidad habría déficit de energía antes de terminar dicho periodo y en consecuencia, las tarifas tampoco se reducirían.

Así mismo, las plantas nuevas asignadas son en gran mayoría solares y no hay garantía de que entren en operación, teniendo en cuenta que en el pasado en promedio solo el 30% de los proyectos asignados en subastas entran en operación comercial.

Finalmente el CNO en su reunión 736 de marzo 7 de 2024, llamó la atención sobre el balance ENFICC-Demanda. El Consejo pregunta si se van a llevar a cabo nuevas subastas o mecanismos de reconfiguración y sugiere que se estudien mecanismos alternativos en la subasta, dada la necesidad de contar con energía en firme en el corto plazo.

Intervención del mercado

Con la Resolución MME 40116 de Abril 6 de 2024, se estableció definir semanalmente una Referencia de Generación Térmica Diaria, a programar en el despacho económico y la operación del sistema. Esta referencia será establecida con base en las recomendaciones brindadas por el Centro Nacional de Despacho (CND).



Esta es una clara intervención sobre los precios en la bolsa y el mercado, que pagó la Generación Térmica de Referencia por restricciones; garantizó la recuperación plena de costos a las plantas térmicas; desmontó las obligaciones OEF y generó una baja artificial del precio de la energía en el mercado, reducción ficticia que será traspasada a las facturas de todos los usuarios, por medio del componente de restricciones derivado de cerca de 100 GWh/día de generación de seguridad por despacho térmico forzado.

Esta intervención premia la ineficiencia de quienes están expuestos a la bolsa (usuarios y comercializadores) pues no pagan precios tan altos, mientras castiga a quienes tienen contratos a precios razonables, haciéndolos solidarios del aumento del costo de restricciones.

“ Tan solo a mediados del mes abril 2024, el Gobierno reaccionó y empezó a tomar algunas medidas transitorias, tardías en el sentido en que ya no evitaría el racionamiento ”

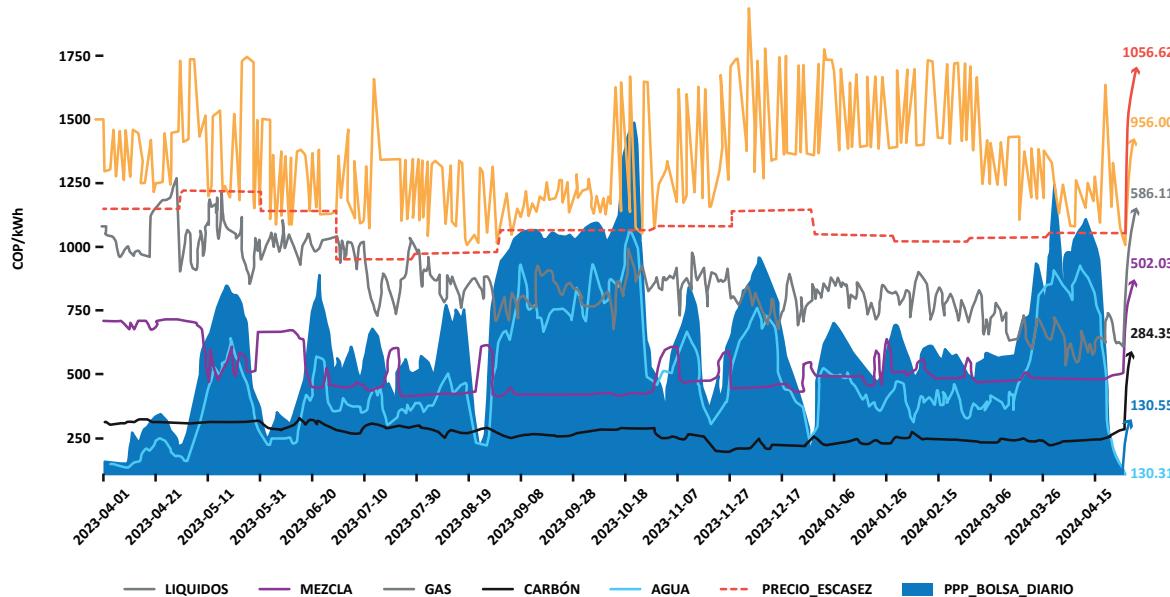
Por la inoperancia de la CREG, debido a la falta de sus funcionarios para establecer quorum, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución en cuestión, tomándose atribuciones que no le eran de su competencia.

Poco después con el nombramiento interino de tres comisionados, la CREG emitió una resolución que ordenaba a las plantas hidroeléctricas con reservas de agua para más de 20 días, utilizar tal reserva para producir electricidad. Lógicamente esta medida contribuyó al desplome de los precios de bolsa que pasaron de \$1.000/kWh a \$100/kWh.

Comportamiento de las OEF

El gráfico a continuación muestra los precios de oferta en bolsa de los generadores, así como el precio final de bolsa y el precio de escasez. Se puede observar en general, que en el periodo diciembre 15 2023 – febrero 15 2024, los precios de bolsa fueron determinados por los generadores hidráulicos en un nivel que osciló alrededor de los \$400/kWh, inferior a las ofertas de los generadores con gas natural que estuvieron del orden de \$900/kWh y del precio de escasez que se mantenía en los \$1.050/kWh.

Precios de oferta por categoría de combustible



Fuente: XM, Informe General del Mercado, Mayo 2024

Mientras este era el comportamiento de los precios, en el mismo periodo el nivel del embalse agregado del sistema descendió de 60% a 37% y a mediados de marzo, los embalses El Peñol (35.93%), Guavio (5.8%), El Quimbo 19.45%) y Río grande 2 (7.37%), alcanzaban niveles mínimos históricos.

Cuando el precio de bolsa supera el precio de escasez, se genera señal que hay una situación crítica en el sistema y se activa esta norma para regular el precio al que se compra.

Claramente se presentó una situación crítica en el sistema, donde además centrales hidráulicas con tan bajos niveles de embalse estarían por debajo de los compromisos de las Obligaciones de Energía Firme (OEF), aunque podían estar respaldadas con compras OEF en el mercado secundario o por las demás opciones previstas para ello. Sin embargo estas situaciones no activaron las desviaciones de OEF de los generadores, que ocurren en los momentos de menor hidrología, ni los hidráulicos escalaron precios para poder embalsar agua en esos momentos.

No obstante lo anterior y con base en la situación energética del sistema, el Centro Nacional de Despacho (CND) solicitó un ajuste regulatorio respecto a la formulación de los Planes de Acción, cuando las Obligaciones de Energía en Firme son inferiores a la ENFICC verificada (esto tendría que ver con los bajos niveles de embalse de algunas plantas); también puntualizó que en el balance ENFICC-Demanda, se observa que la oferta de energía en firme está por debajo del escenario de demanda medio de la UPME⁶.

Finalmente con la Resolución MME 40116 de Abril 6 de 2024, que estableció la Referencia de Generación Térmica Diaria a programar en el despacho económico y la operación del sistema, el Gobierno desmontó las obligaciones OEF.

Ante el comportamiento observado, queda la duda si realmente las OEF que pagan los consumidores operaron en forma adecuada, o requieren ser modificadas, lo cual solo tiene respuesta mediante la elaboración de estudios serios del balance de OEF del sistema y las condiciones operativas y de mercado del SIN.



Declaración de disponibilidad de las plantas de generación

En carta de XM dirigida al MME y el CNO de marzo 30 de 2024, resalta entre otros los siguientes aspectos que vienen afectando la operación del SIN y que pueden poner en riesgo el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica en el país:

- La generación térmica promedio ha sido de 89 GWh/día, sin embargo, la generación térmica real se ubica alrededor de 36 GWh/día por debajo de la disponibilidad declarada en el despacho y 51 GWh/día promedio por debajo de su capacidad efectiva neta.
- En la operación del sistema, se evidencia una disminución en la declaración de disponibilidad de los agentes para algunas plantas de generación hidroeléctrica como Betania, Chivor, El Quimbo, Guavio, Ituango, Miel, Sogamoso y Urrá.

Adicionalmente, XM ha estado pidiendo a generadores, aclaraciones respecto de declaraciones de disponibilidad inferiores a la Capacidad Efectiva Neta (CEN)⁷.

Tiempos de reacción del Estatuto de racionamiento insuficientes

El Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento (ESRD), contempla que se debería esperar dos semanas para contrastar el citado índice de 'Riesgo' con el precio de bolsa para períodos de Punta (PBP) y de esta manera, previa confirmación de la CREG, conocer el estado del Sistema, que podría ser de 'Riesgo'.

En este sentido y durante la crisis debido al bajo nivel de los embalses, el CNO sugirió a la CREG revisar este aspecto de la Resolución CREG 209 de 2020, ya que el sistema podría evolucionar hacia una condición en que el nivel del embalse siga descendiendo y los tiempos de reacción contemplados en el ESRD no sean suficientes para salvaguardar la confiabilidad y seguridad del Sistema.

El CNO considera que el índice establecido para situaciones de 'Riesgo' y el tiempo de reacción de dos semanas requerido para la aplicación del Estatuto de Racionamiento, no son apropiados para salvaguardar la confiabilidad y seguridad del Sistema y por lo tanto propuso su revisión. ▲

* **Argemiro Aguilar Diaz.** Ingeniero Electricista. Universidad Nacional de Colombia. M.Sc en Ingeniería Eléctrica - Purdue University. Consultor independiente en estudios energéticos y mercadeo de electricidad. Especialista en análisis, planeamiento y operación de sistemas de potencia eléctrica y en sistemas de supervisión y control para manejo de energía, con más de cuarenta años de experiencia. Integrante de la Comisión de Energía de ACIEM.

1 El llamado del operador del Mercado Eléctrico para evitar riesgo de racionamiento. Portafolio, Marzo 31/24

2 Revista Cambio, Abril 18 de 2024.

3 El Tiempo, Mayo 15 de 2024

4 Columna Alta Tensión, Ricardo Ávila, El Tiempo, Marzo 31/24

5 Informe de Operación del Mercado, XM, Febrero 2024 y Boletín Energético 294, Abril 5 2024

6 Reunión CNO 736, Marzo 7 2024

7 Informe del CND dirigido al CACSSE, Marzo 27 2024