

# ACCIONES Y RECOMENDACIONES PARA LA GESTIÓN PREVENTIVA EN EL SIN FRENTE AL FENÓMENO DE “EL NIÑO”

**2026 - 2027**

Objetivo de política  
energética  
**“Racionamiento Cero”**

**Desde ANDEG planteamos algunas acciones y recomendaciones a llevar a cabo en el corto y mediano plazo para mitigar los riesgos de desabastecimiento en el SIN.**

## CONTEXTO

El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y el IDEAM, publicaron un comunicado informando que la probabilidad de desarrollo del Fenómeno de El Niño aumenta gradualmente hacia el segundo semestre de 2026, con posibilidad de que persista hasta finales de año. En línea con el inicio de un seguimiento preventivo y socialización temprana del posible escenario climático por parte de estas entidades, sumado a la alerta emitida por parte de XM, en donde se indica que, “Considerando la incertidumbre climática, de los resultados obtenidos, se observa que, en caso de afrontar una posible hidrología deficitaria similar a la presentada en 2015-2016, durante el verano 2026-2027, la anticipación operativa desde la estación de invierno se requeriría para garantizar la mayor disponibilidad de reserva energética durante esta estación de verano, requiriendo de manera prolongada la participación del parque térmico para la atención de la demanda eléctrica del SIN cumpliendo los índices de confiabilidad establecidos. Para ello, es necesario garantizar la disponibilidad y flexibilidad de la infraestructura eléctrica, así como de los combustibles requeridos para la generación térmica como carbón, gas nacional e importado y líquidos para el abastecimiento seguro y confiable de la demanda”, la Asociación Nacional de Empresas Generadoras (ANDEG) insta a que se genere una articulación interinstitucional oportuna con los diferentes actores del sector energético para preparar las condiciones necesarias para garantizar la atención de la demanda eléctrica durante la posible ocurrencia de este fenómeno.

En este sentido, desde ANDEG planteamos algunas acciones y recomendaciones a llevar a cabo en el corto y mediano plazo para mitigar los riesgos de desabastecimiento en el SIN.

1. Tomado de: BOLETÍN ENERGÉTICO # 333 SEGUIMIENTO A VARIABLES publicado por XM

# 01

## ROL DE LA TÉRMICA EN EL SIN

Es adecuado señalar que ante la disminución en los aportes hídricos y el nivel de embalsamiento con el que se llegó al inicio del pasado Fenómeno de El Niño 2023-2024, la generación termoeléctrica a base de carbón, gas natural y combustibles líquidos llegó a cubrir hasta el 58% de la demanda eléctrica diaria. De igual forma, la generación térmica se comportó de la siguiente manera: carbón, con generación promedio de 32.46 GWh-día, con gas natural 64.71 GWh-día y combustibles líquidos con cerca de 9.12 GWh-día.

Por lo anterior, la evidencia empírica muestra que el rol de la térmica es fundamental para garantizar el abastecimiento de la demanda, y especialmente, para coadyuvar a mitigar la degradación del embalse en el SIN.



# 02

## ACCIONES Y RECOMENDACIONES

A partir de la experiencia reciente en el Fenómeno de El Niño 2023-2024, resaltamos el liderazgo del Ministerio de Minas y Energía a través de las diferentes instancias de coordinación sectoriales -CACSE, PMU-, en el marco de la gestión de los recursos del SIN y la importancia de mantener un suministro seguro y confiable a la demanda. Lo anterior, en línea con lo que nuestra Asociación ha indicado con anterioridad con respecto a las medidas que deben anticiparse para mitigar riesgos frente al déficit de hidrología en el SIN: 1) entrega de excedentes por parte de autogeneradores, cogeneradores y plantas de emergencia, 2) esquemas de respuesta a la demanda, 3) limitación de exportaciones a Ecuador, 4) asegurar la logística de abastecimiento de combustibles (carbón, combustibles líquidos y gas natural) para garantizar la generación con plantas térmicas, 5)

seguimiento permanente de las variables del SIN a partir de los niveles de alerta establecidos en la Resolución CREG 026 de 2014.

### 2.1 Corto Plazo (Mayo-Julio De 2026)

**2.1.1 Alertas por parte del Operador del Mercado- XM SA ESP.** Tal como se manifestó en la comunicación ANDEG 025-2026, para el gremio es fundamental que desde el mes de mayo de 2026, XM empiece a generar las alertas al sistema frente a la materialización del Fenómeno de El Niño, dado que se requiere iniciar el alistamiento de la infraestructura de logística de combustibles, por lo que se tiene previsto que la generación térmica tenga un aporte de más de 100 GWh-día<sup>2</sup> (como se muestra en la Figura 1).

Promedio de generación térmica mensual GWh/día													aportes en 2027.											
	abr-26	may-26	jun-26	jul-26	ago-26	sep-26	oct-26	nov-26	dic-26	ene-27	feb-27	mar-27	abr-27	may-27	jun-27	jul-27	ago-27	sep-27	oct-27	nov-27	dic-27			
Real 23-24	20.6	45.0	39.8	46.6	48.8	78.0	82.1	52.2	76.6	64.7	69.9	89.0	103.7	33.4	34.2	34.4	49.3	72.6	88.2	60.8	73.3			
H 2015-2017	33.0	44.5	42.8	49.8	56.0	75.7	85.1	93.5	100.9	101.6	101.7	101.7	98.2	55.2	68.0	65.7	63.6	52.3	54.6	48.2	42.3			
H 2023-2025	27.0	34.3	42.8	47.4	49.2	69.9	66.7	77.5	80.6	88.6	93.3	101.1	101.7	47.3	41.5	53.2	62.7	93.7	98.6	64.2	54.5			
1991-1993	38.9	44.2	48.1	50.6	53.8	56.4	62.9	54.8	51.9	73.8	75.7	94.1	101.7	101.7	101.7	101.7	100.9	76.2	101.7	99.5	63.1			

Figura 1. Promedio de generación térmica mensual GWh/día para escenarios de Fenómeno de El Niño <sup>3</sup>.



2. Pág. 20, Boletín energético 337  
3. Tomado de: Boletín Energético 337, XM

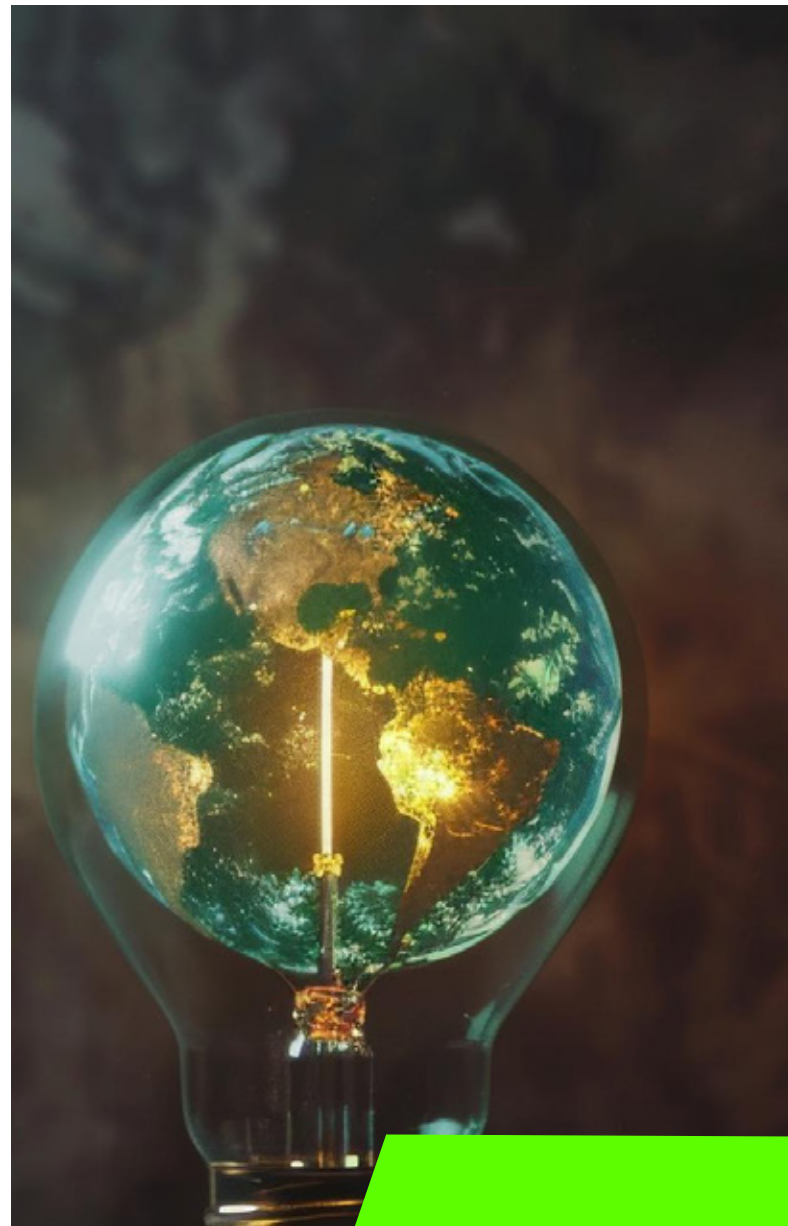
**2.1.2 Plan de mantenimiento de la infraestructura energética.** Revisión de fechas de mantenimiento programado de todas las plantas del sistema y coordinación de su disponibilidad durante el segundo semestre del 2026. Por su parte, se deben articular las fechas de los mantenimientos de la infraestructura de suministro y transporte de gas natural, de tal forma que se asegure la operación coordinada en el “ecosistema energético”.

**2.1.3 Priorizar la coordinación logística para el abastecimiento de combustibles para generación térmica considerando la necesidad de contar con energía confiable y firme,** especialmente durante el pico de la demanda previsto para el cuarto trimestre de 2026, en donde las fuentes renovables intermitentes no podrán entregar energía al sistema para cubrir las necesidades de potencia máxima del SIN. Así, es necesario garantizar:

- Disponibilidad de gas nacional (flexibilización de los procesos de comercialización de gas) y GNL (SPEC) priorizando la generación térmica.
- Condiciones de seguridad y transporte de carbón que permita a las empresas contar con inventarios suficientes en el patio de carbón (se requerirían cerca de 450 mil toneladas/mes para generación).
- Disponibilidad de combustibles líquidos para las plantas que lo requieran, sobre todo las del interior del país (se requerirían cerca de 25.000-30.000 barriles/día).

**2.1.4 Acreencias de las deudas de AIRE.** A la fecha, la empresa AIR-E mantiene actualmente una deuda post-intervención de \$2,2 billones con los agentes del mercado de energía eléctrica, lo que impacta negativamente el capital de trabajo de los actores de la cadena de prestación del servicio. Ante la posible materialización del Fenómeno de El Niño, esta situación podría escalar a un riesgo sistémico que comprometa la atención de la demanda, especialmente para los generadores térmicos, que registran una deuda cercana a \$1,4 billones después de la intervención. Estos recursos son fundamentales para cubrir el capital de trabajo requerido para garantizar la operación, particularmente en condiciones de hidrología crítica.

Desde ANDEG reiteramos nuestra disposición para contribuir con el Gobierno Nacional y las autoridades locales en la construcción de una



solución viable y sostenible que asegure la prestación del servicio de energía en los mercados de comercialización de la Región Caribe, incluidos los departamentos de La Guajira, Atlántico y Magdalena, en todo caso, es fundamental que la solución de prestación del servicio en el largo plazo tenga en cuenta el pago de las acreencias de AIR-E. Así mismo, es adecuado avanzar oportunamente en la reglamentación de la propuesta del Ministerio de Minas y Energía para garantizar el pago de estas obligaciones mediante el Costo Unitario (CU) del servicio en el SIN.

**2.1.5 Contratación de energía.** El incumplimiento de obligaciones mercantiles, que motivan la toma de posesión por parte de la SSPD, en el caso de AIR-E, así como el nivel de contratación en algunos mercados de usuarios regulados, ha derivado en una sobreexposición a compras en la bolsa de energía para la atención de los usuarios. Esta situación lleva a que algunos agentes enfrenten mayores exigencias de liquidez para cubrir estas obligaciones de corto plazo con el Mercado de Energía Mayorista, poniendo en riesgo la continuidad y confiabilidad en el servicio que prestan. De otra parte, un alto volumen de compras en la bolsa de energía por parte del comercializador conlleva a que los usuarios queden expuestos a la volatilidad característica de este mercado de corto plazo, con incrementos particularmente fuertes durante los periodos de baja hidrología en el país. Al respecto, se ha observado que el traslado de estas volatilidades a través de la tarifa de los usuarios regulados ha llegado a derivar en situaciones económicas y sociales que afectan de manera grave la prestación continua del servicio.

Por lo anterior, es fundamental flexibilizar las condiciones de contratación de los comercializadores que atienden la demanda regulada a fin de minimizar la exposición a la bolsa

de energía, en este sentido, estos contratos no se deben considerar para el cálculo de la variable MC.

## 2.2 Mediano Plazo (Julio 2026- Mayo 2027)

**2.2.1. Incentivo al ahorro del recurso hidráulico.** Acorde con la evolución de las variables hídricas del mercado eléctrico, en el marco de los niveles de alerta de la Resolución CREG 026 de 2024, y solo en el caso que se requiera, el Ministerio de Minas y Energía deberá establecer un lineamiento excepcional que incentive la preservación del embalse, en donde prevalezca la regla general del Cargo por Confiabilidad en cuanto a exigencia de las Obligaciones de Energía en Firme, y en este sentido, los agentes hidráulicos que representan embalses ante el SIN deberán compensar a los generadores térmicos que contribuyan al ahorro del recurso hidráulico (valor mínimo del agua embalsada), para lo cual, se tendrá en consideración la remuneración asociada al Precio de Escasez Superior (PES) bajo el esquema regulatorio que establezca la CREG, en el marco de la suficiencia financiera de los agentes generadores que participan en el mercado eléctrico y contribuyen a mitigar la degradación del embalse frente a las necesidades de garantizar los recursos energéticos para el verano 2026-2027.

**2.2.2 Balance Mensual de ENFICC/Demanda** Desde ANDEG realizamos el balance mensual de la energía en firme disponible en el SIN vs la demanda proyectada publicada por la UPME, para observar las necesidades energéticas en el corto y mediano plazo. En la Figura 2, se observa el resultado del balance energético, considerando la energía comprometida en contratos de Plantas No Despachadas Centralmente. Se observan déficits en todos los periodos entre mayo de 2026 y mayo 2027.



Figura 2. Balance energía firme vs demanda para el periodo mayo 2026 a mayo 2027

Dado lo anterior, es importante contar con la capacidad de autogeneración, cogeneración y generación de emergencia disponible en el país para mitigar riesgos en la desatención de la demanda, dada la posibilidad de estos usuarios de coadyuvar a la oferta del SIN en situaciones de hidrología crítica a cambio de una contraprestación o incentivo económico, definido en la regulación. En la actualidad, la capacidad de autogeneración, cogeneración y generación de emergencia se encuentra en la Figura 3.

Tipo	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Factor de planta	Generación promedio [GWh-mes]
Industria*	1066,23	0,7	537
Petróleo*	1162,37	0,7	586
Comercial/público*	76,188	0,7	38
AGPE con excedentes	425	0,3	91,8
<b>Total</b>	<b>2729,79</b>		<b>1253,42</b>

Figura 3. Capacidad de autogeneración, cogeneración y generación de emergencia<sup>4</sup>

Con base en dicha información, procedemos a realizar el balance de oferta de energía vs demanda para observar los eventuales déficits, considerando la capacidad adicional en la oferta. En la Figura 4 se observa el resultado de dicho balance.

Concepto	may-26	jun-26	jul-26	ago-26	sep-26	oct-26	nov-26	dic-26	ene-27	feb-27	mar-27	abr-27	may-27
Excedente (+3%) [GWh/mes] - Esc Medio	379	459,99	390,13	424,5	553,4	528,21	588,43	550,39	332,29	765,67	544,55	608,5	538,74
Capacidad (+3%) [MW] - Esc Medio	509	639	524	571	769	710	817	740	447	1139	732	845	724
Autogeneración	1295	1253	1295	1295	1253	1295	1253	1295	1295	1170	1295	1253	1295
Balance Escenario Medio	916	793	905	871	700	767	665	745	963	404	751	645	756

Figura 4. Balance energético considerando autogeneración



4. Obtenido estudio UPME (2014), se contempla Autogeneración, Cogeneración y Generación de Emergencia con incremento del 5%, incluido el dato de Autogeneración obtenido de XM.

Ante un crecimiento de la demanda siguiendo el comportamiento del Escenario Medio, incluyendo un 3% de holgura, no se evidenciarían déficits considerando la posibilidad de asegurar la participación de usuarios con potencial de autogeneración/cogeneración en el SIN. Por ello, es importante que las medidas que se establezcan incentiven la entrega de excedentes de energía de estas plantas, a través de una contraprestación o incentivo económico, definido en la regulación. En principio, podría establecerse un pago asociado al Precio de Escasez Superior más un delta asociado a un margen del 10% -Comercialización Cvm,i,j\*\*\*-, para los usuarios no regulados que participen en el programa, y así disponer de toda la energía posible para afrontar los meses siguientes con suficiencia de recursos de oferta.

**2.2.3 Posibles esquemas de participación de la demanda.** Reducción de consumo usuarios finales por incentivos; excedentes de autogeneración y cogeneración; aumento de la participación de plantas menores en el MEM. Lo anterior, en el marco de la eficiencia energética y el ahorro de energía de los usuarios finales.

La experiencia nacional, caso del esquema plantado en el 2016 “Apagar Paga” y la experiencia internacional, muestran que esquemas de gestión de la demanda son herramientas útiles, para fortalecer la resiliencia y mejorar la confiabilidad de los sistemas eléctricos, sobre todo ante condiciones de estrés. Estos esquemas incentivan a los usuarios a modificar temporalmente su consumo, para reducir la necesidad de ‘encender’ más generación para responder a picos de consumo eléctrico. A nivel mundial, se cuenta con experiencias significativas para el sector residencial, en donde para todos los casos la implementación de medición y redes inteligentes es necesario:

- **Reino Unido:** El “Servicio de Flexibilidad de la Demanda” (Demand Flexibility Service), inició como un mecanismo de respuesta para mitigar riesgos durante la temporada de invierno, y luego fue implementado como mecanismo estructural de flexibilidad para el sector residencial. El 9 de abril de 2026, DFS se expandió, incorporando flexibilidad bidireccional (aumento y disminución de la demanda), introduciendo la contratación por zonas.

Para su funcionamiento, los usuarios residenciales (hogares), se inscriben a través de comercializadores o agregadores y cuando el sistema prevé estrechez (4-8 pm), los usuarios reciben una notificación con anticipación en donde se solicita reducir el consumo en un rango de 1 a 2 horas. En la ampliación del esquema, los participantes que cumplan los requisitos podrán ser recompensados no solo por usar menos electricidad en ciertos momentos, sino también por usar electricidad en momentos en que ayude a equilibrar el sistema<sup>5</sup>.

El incentivo corresponde a un pago por kWh no consumido respecto a línea base histórica (2 a 6 euros en promedio por evento como beneficio percibido). En adición, otro incentivo puede estar asociado a electricidad gratuita o con descuento durante ciertos períodos de baja demanda<sup>6</sup>.

- **Estados Unidos:** en el caso de este país, existen diferentes esquemas de gestión de la demanda, basados en la tecnología y/o el precio. El ‘Utility Driven’ funciona a través de las utilities que prestan el servicio de electricidad. Es una experiencia casi automática para el usuario, en donde la utility ajusta remotamente termostatos inteligentes durante picos, con una duración de 30 minutos a 4 horas y con lo cual los usuarios reciben un bono de inscripción de 50 a 100 USD y créditos anuales entre 25 y 120 USD.

Otro mecanismo el ‘Behavioral DR’ manejado a través de operadores como OhmConnect o GridRewards, permite a los usuarios participar a través de alertas vía aplicación en donde se indica el tiempo o rango horario en que el usuario debe reducir el consumo para ganar el incentivo o crédito. El incentivo consiste en que el usuario puede recibir entre 1 a 20 USD por evento<sup>7</sup>.

Existen también otros esquemas, asociados a un aumento significativo en la tarifa durante días críticos.

- **Australia:** El esquema funciona a través, de agregadores de demanda y utilities regionales y consiste en ‘Plantas Virtuales’ – Virtual Power Plants (VPP), y funciona a través del agregador que agrupa recursos energéticos distribuidos para funcionar como una fuente

5. <https://www.neso.energy/industry-information/balancing-services/demand-flexibility-service-dfs>

6. [https://www.moneysavingexpert.com/utilities/cut-energy-demand-flexibility-service/?utm\\_source=chatgpt.com](https://www.moneysavingexpert.com/utilities/cut-energy-demand-flexibility-service/?utm_source=chatgpt.com)

7. [https://sense.com/consumer-blog/what-are-demand-response-programs-and-how-do-they-work/?utm\\_source=chatgpt.com](https://sense.com/consumer-blog/what-are-demand-response-programs-and-how-do-they-work/?utm_source=chatgpt.com)

de energía unificada<sup>8</sup>. Así, el agregador coordina la energía con la que los usuarios cuentan por medio de paneles solares, baterías domésticas y medidores inteligentes y, durante los picos de consumo, el agregador gestiona para que se reduzca la demanda neta, se venda la flexibilidad al mercado y se descarguen las baterías<sup>9</sup>.

Los usuarios reciben incentivos, por su participación mensual, pagos por despacho y menor costo en la factura (de 10 a 30% de reducción anual en la factura y/o beneficios económicos entre 200 y 1000 AUD anuales)<sup>10</sup>.

- **Japón:** Esquema donde participan agregadores de demanda como respuesta a la necesidad de aumentar la flexibilidad residencial. Aquí, los usuarios son notificados a través de aplicaciones que deben reducir su consumo durante picos horarios establecidos. El incentivo está asociado a un sistema de puntos canjeables en dinero, descuentos y beneficios comerciales.

Otros mecanismos incluyen el de Enel-x que ofrece a sus clientes la oportunidad de vender "Negavattios" o capacidad de generación de energía excedente en la Bolsa de Energía Eléctrica de Japón (JEPX) y obtener ingresos.

- **Francia:** Basado en el sistema tarifario del país (azul, blanco y rojo), EDF ofrece el esquema 'Tempo' en donde se ofrece una tarifa llamada Tempo, cuyos precios varían según la época del año y la hora del día y aplica para usuarios con consumos mayores a 9 kWh/día. El incentivo se basa en ahorros al desplazar la carga. Se pueden percibir ahorros en el consumo de energía entre el 18 y 21%.
- **Países Bajos:** cuenta con un esquema de tarifas dinámicas minoristas, en donde los comercializadores ofrecen a los usuarios exposición horaria al mercado spot. Funciona a través de una aplicación que muestra a los usuarios los precios hora a hora permitiéndoles comprar la energía cuando el precio es más bajo, con ahorros significativos (y hasta precios negativos) cuando existe alta generación de energía renovable.

Por su parte, también se presenta el sistema de 'medición neta' (salderingsregeling), que permite a los prosumidores compensar su consumo eléctrico exportando el excedente de energía solar a la red al mismo precio minorista. Sin embargo, este sistema se irá eliminando gradualmente en 2027, reduciendo progresivamente el beneficio y dando paso a un modelo basado en otro tipo de compensación para fomentar un mayor autoconsumo y una gestión energética más inteligente.

- **Países Nórdicos:** El esquema se basa en la automatización residencial total, en donde los hogares automatizan el consumo según el precio spot, el clima y señales que brinde el operador, lo que permite tener ahorros sin intervenciones.

Para el caso de Colombia, se recomienda evaluar las lecciones aprendidas de 'Apagar Paga', donde se tuvo una reducción de la demanda del SIN en cerca del 5% diario respecto al consumo diario durante la aplicación (7 de marzo al 23 de abril de 2016) y de esquemas similares como el del Reino Unido o Estados Unidos, generando incentivos asociados a la reducción inteligente del consumo. En general, con la compensación planteada para la entrega de excedentes con una remuneración de Precio de Escasez Superior más un delta asociado a un margen del 10% -Comercialización Cvm,i,j\*\*\*-, se esperaría recaudar el delta asociado a un margen del 10% -Comercialización Cvm,i,j que permita compensar a los usuarios regulados que contribuyan con reducción de consumo esperado del 5% del valor de referencia mensual, desde la perspectiva de un programa de gestión de demanda.

Cálculos estimados por ANDEG muestran que el esquema planteado de compensación es autofinanciable, al cumplir con dos objetivos 1) remunerar el excedente de energía de usuario no regulado que participe en el programa a través del PES, y 2) compensar al usuario regulado que contribuya con reducciones de consumo a través de delta asociado a un margen del 10% -Comercialización Cvm,i,j\*\*\*

## 03

## RECOMENDACIONES

En el corto plazo, instamos al Gobierno Nacional para que busque los mecanismos adecuados y oportunos de administración de los recursos energéticos, en el marco de las reglas del mercado eléctrico, y bajo el enfoque de "la menor intervención posible", en aras de minimizar posibles riesgos de desabastecimiento eléctrico sin la necesidad de "sobrerreaccionar", a través de intervenciones normativas que afecten la credibilidad y confianza de la institucionalidad y el marco normativo vigente.

Además, hacia el mediano plazo, es necesario que, desde la política pública, se den señales claras y una apuesta decidida para avanzar en la modernización del sistema eléctrico, a través de tecnologías AMI y la implementación de redes inteligentes que permitan una mayor participación de los diferentes tipos de usuarios en programas de respuesta de la demanda, y en el contexto de desarrollo del mercado, se posibilite la creación de mercados intradiarios, que brinden mayor flexibilidad y resiliencia al sistema eléctrico nacional desde el objetivo de política energética "Racionamiento Cero".



8. <https://nextgpower.com/es/what-is-a-virtual-power-plant-how-does-a-vpp-work/>  
 9. <https://car.gov.au/schemes/renewable-energy-target/small-scale-renewable-energy-scheme/small-scale-renewable-energy-systems/solar-batteries/virtual-power-plants>  
 10. <https://www.batteryiq.com.au/guides/vpp-virtual-power-plant/> / <https://www.solarchoice.net.au/solar-batteries/vpp/is-it-worth-it/>  
 11. [https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2589004223010556#:~:text=The%20DR%20is%20the%20management,regional%20supply%20and%20demand%20equilibrium.&text=The%20demand%20response%20program%20\(DRP,%20C%20retailers%20and%20governmental%20agencies.&text=Currently%20residential%20customers%20are%20billed,to%20be%20implemented%20by%202024.&text=The%20viability%20of%20DRPs%20was,the%20potential%20capacity%20of%20DRPs](https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2589004223010556#:~:text=The%20DR%20is%20the%20management,regional%20supply%20and%20demand%20equilibrium.&text=The%20demand%20response%20program%20(DRP,%20C%20retailers%20and%20governmental%20agencies.&text=Currently%20residential%20customers%20are%20billed,to%20be%20implemented%20by%202024.&text=The%20viability%20of%20DRPs%20was,the%20potential%20capacity%20of%20DRPs)  
 12. <https://www.french-property.com/guides/france/utilities/electricity/tariff>  
 13. <https://www.maison-et-domotique.com/es/152020-edf-tempo-en-2025-un-consejo-poco-conocido-para-reducir-la-factura-de-la-luz/>  
 14. <https://www.grid4ai.com/knowledge/what-is-net-metering-in-the-netherlands-salderingsregeling#:~:text=con%20EMS%20perspectivas%20de%20expertos%20sobre%20el,a%20la%20red%20al%20mismo%20precio%20minorista>

**Andeg** | Asociación Nacional de  
Empresas Generadoras

