

## INFORME SUPLEMENTARIO APAGÓN GENERAL EN RD DEL 23 DE FEBRERO DE 2026.

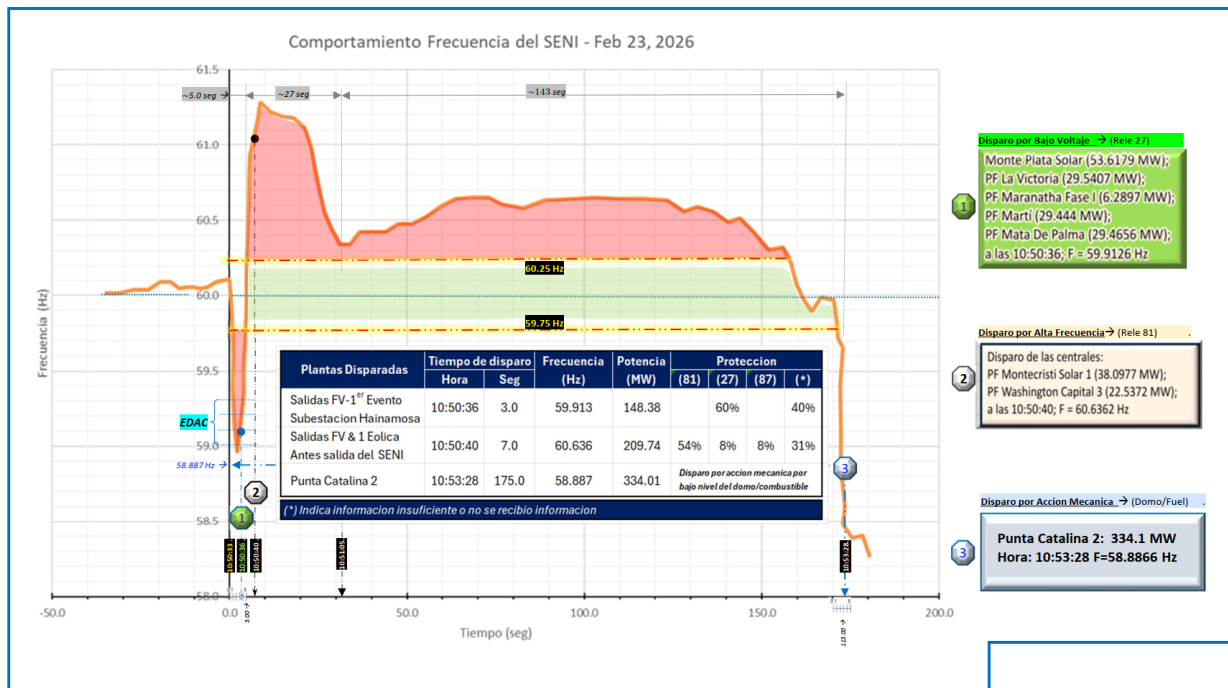
### 1. Introducción.

El 23 de febrero del 2026, se produjeron dos eventos, un primero en la subestación de Los Mina sin mayores consecuencias y un segundo mayor en la Subestación de Hainamosa el cual generó una falla mayor en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana.

El análisis del segundo evento evidencia que la perturbación inicial que se muestra en la Figura 1 estuvo asociada a una condición de baja frecuencia fruto de un cortocircuito con salida de plantas y cargas, que activó el Esquema de Deslastre Automático de Carga (EDAC), provocando la desconexión escalonada de circuitos de distribución con el objetivo de restablecer el equilibrio generación–demanda del sistema. Esa actuación del EDAC se sumó a la reducción súbita de generación y carga, por la desconexión de las protecciones de la red de transmisión lo cual generó un transitorio caracterizado por una variación abrupta de la frecuencia, primero a la baja y luego una subida, llevando al Sistema a una condición de sobre frecuencia. En respuesta, las unidades térmicas que permanecían sincronizadas intentaron estabilizar el sistema mediante acciones de control primario de frecuencia de acuerdo a sus rampas de ajuste de generación.

**Figura 1**

*Evolución de la Frecuencia del SENI.*



Fuente: OC, IEUASD



Posteriormente, se observaron desconexiones adicionales, no atribuibles al EDAC, incluyendo aperturas de otras líneas y salidas de circuitos que provocaron pérdidas simultáneas de carga y generación, asociadas a las subestaciones afectadas por el evento. Este fenómeno produjo oscilaciones sucesivas en la frecuencia por encima del límite superior normal, que se prolongaron por más de 168 segundos, y que solo llegó a valores cercanos a los normales 10 segundos antes del blackout. Durante todo el evento la inercia del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), estuvo cerca o por debajo de 2 segundos, deficiente para garantizar su estabilidad.

Durante esta fase, el Organismo Coordinador registró la desconexión de múltiples instalaciones fotovoltaicas. Así mismo, es probable que parte de la generación renovable se haya desconectado de manera indirecta debido a la apertura de elementos de red, y sus protecciones, por el tiempo que permaneció la frecuencia por encima del umbral de tolerancia de esas plantas, eventos que no se encuentran plenamente reflejados en los reportes, pero que se deducen del comportamiento de la frecuencia de las 10:51 a las 10:53:28 de ese día. Sin embargo, la correlación temporal exacta entre sus salidas y la evolución de la frecuencia y voltaje requiere un proceso de conciliación horaria detallado con los registros operativos disponibles del SENI, que posee el OC, a los cuales no hemos tenido acceso. La carencia de esa información es irrelevante al definir la causa principal del blackout. Observamos incongruencias en las referencias de tiempo usadas, hemos tratado de cotejarlas en las figuras 1 y 2.

A medida que avanzó la perturbación, las unidades térmicas intentaron sostener la regulación mediante reservas rotantes y control automático de generación (AGC), buscando recuperar el margen de estabilidad frecuencia-potencia. Se identifica un último esfuerzo de recuperación de la frecuencia asociado a las actuaciones de las generadoras Andrés que sale a las 10:53:25 y de los Mina que sale a las 10:53:27, casi al mismo tiempo de la unidad Punta Catalina 2, la única central térmica relevante en servicio 1 segundo antes del blackout, como se observa en la figura 2. La frecuencia llega a estar en 59.96 Hz, previo al deterioro irreversible de las condiciones dinámicas del sistema, al ser superados los límites operativos admisibles de las plantas actuantes, debido al exceso de carga, sin posibilidades de deslastre, provocando una caída abrupta de la frecuencia, y la desconexión total, es decir un apagón general o blackout.

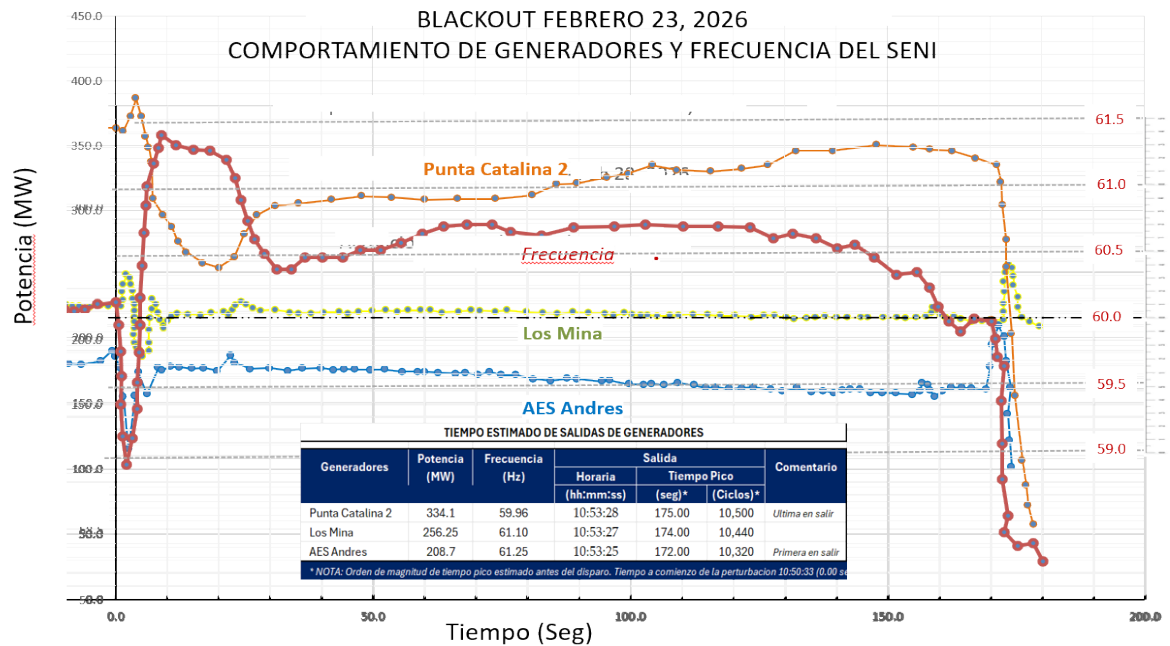
## 2. Secuencia de Eventos del SENI.

El disturbio sistémico bajo análisis estuvo precedido por dos eventos relevantes ocurridos en el nivel de 138 kV:

- Primer evento (10:43 a.m.): Perturbación registrada en la Subestación Los Mina 138 kV, la cual no generó consecuencias operativas significativas ni pérdida de estabilidad sistémica.
- Segundo evento (10:50 a.m.): Evento registrado en la Subestación Hainamosa 138 kV, que derivó en una falla de mayor magnitud con impacto estructural en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). Ver anexo 1 para apreciar ubicación y zona afectada.

Figura 2

Secuencia del evento y respuesta dinámica de las plantas térmicas ante la perturbación



Fuente: OC, IEUASD

### Condiciones Previas al Evento Principal, segundo evento, cortocircuito.

Previo al colapso sistémico, se registró una condición de baja frecuencia por desconexión abrupta de generación fotovoltaica por la actuación de protecciones de las líneas y barras de transmisión ante el cortocircuito en el interruptor de la subestación de Hainamosa de la línea Hainamosa a Villa Duarte. Este evento activó el Esquema de Deslaste Automático de Carga (EDAC), produciendo la desconexión escalonada de circuitos de distribución con el objetivo de restablecer el balance generación–demanda. La actuación del EDAC, combinada con la apertura de elementos de la red de transmisión, provocó una reducción súbita de carga que generó un sobreajuste transitorio en el sistema, manifestado como una desviación abrupta al alza de la frecuencia, alcanzando niveles superiores a los rangos operativos habituales. incluyendo la demanda de reactivos y niveles de tensión inusuales. Este comportamiento es consistente con una sobre corrección dinámica ante la pérdida repentina de demanda.

### Evolución Posterior del Disturbio que condujo a una desconexión total o blackout.

Durante esta etapa, el Organismo Coordinador (OC) registró y detalló la desconexión de múltiples instalaciones fotovoltaicas. Sin embargo, la correlación temporal precisa entre dichas salidas y la evolución de la frecuencia requiere una conciliación detallada de registros, los cuales aún no se encuentran completos para efectos de un análisis exhaustivo por parte del Instituto de Energía. Es probable, además, que parte de la generación renovable se haya desconectado indirectamente debido a la apertura de líneas o por la permanencia prolongada de la frecuencia



fuera de los umbrales de tolerancia establecidos en sus esquemas de protección, eventos que no están plenamente reflejados en los reportes preliminares, pero si en la curva de la frecuencia. El OC debe analizar en detalle lo ocurrido de las 10:53:18 al momento del blackout a las 10:53:28.

En respuesta a la condición de alta frecuencia, las unidades térmicas sincronizadas activaron mecanismos de regulación primaria mediante control por característica de caída (DROOP) y ajustes de rampa de generación, con el objetivo de amortiguar la desviación y restablecer la estabilidad frecuencia-potencia. La responsabilidad de ejecutar ese ajuste recae en las plantas que entran en el Control de Ajuste de Generación (AGC), las dos mayores las Generadoras Andrés y Los Mina, pero no únicas. No obstante, durante esta fase se produjo la desconexión progresiva de otros circuitos y de generación fotovoltaica, posiblemente asociada a protecciones por límites de frecuencia y tensión, así como la salida de algunas unidades térmicas menores, deteriorando el soporte inercial y reduciendo las reservas operativas disponibles, lo que condujo finalmente a una pérdida de estabilidad generalizada. La frecuencia no pudo restablecerse a los límites de 59.75 a 60.25 Hz quedándose oscilante en 60.50 Hz, hasta 10 segundos antes del blackout cuando bajó de 60.00 Hz, para luego situarse en 59.96 Hz, dentro de lo normal, antes de ocurrir el blackout.

Este fenómeno generó oscilaciones sucesivas en la frecuencia y una degradación progresiva de la inercia efectiva del sistema, incrementando la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) y reduciendo el margen dinámico de estabilidad, por baja inercia. A medida que avanzó la perturbación, las unidades térmicas procurando recuperar el equilibrio frecuencia-voltaje-potencia, pero sus actuaciones programadas mediante el AGC y reservas rotantes fueron insuficientes, con pérdida de la estabilidad del Sistema.

Se identifica un último intento de estabilización asociado a la operación de las generadoras Andrés y Los Mina. Al final la unidad Punta Catalina 2, única unidad térmica de relevancia que permanecía sincronizada al sistema en la fase final del evento colapsa, al superarse sus límites operativos admisibles por exceso de carga, lo que ocasionó una caída abrupta de la frecuencia y la consecuente pérdida total de estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado. El tiempo transcurrido de la falla al blackout en este caso fue similar al del blackout de noviembre de 2025, unos 3 minutos.

### 3. Caracterización de la Falla.

La falla del interruptor de potencia de la subestación de Hainamosa se produjo al tratar de actuar bajo condición de carga, por un cortocircuito en la fase A de la línea de transmisión detectado a unos 2.8 km de la salida de la línea de transmisión a 138 kV que interconecta con la subestación Villa Duarte. Seguidamente se produjo una explosión, quedando destruido el polo de la fase A. Posteriormente, la falla se convirtió en trifásica extendiéndose fuera de la subestación de Hainamosa, producto de esa explosión, agravando la perturbación. De acuerdo con el diagrama unifilar mostrado en el anexo 1, el evento corresponde a una falla monofásica

con elevada corriente de cortocircuito de unos 17 mil amperes, desarrollada en el punto de conexión del interruptor con la línea de transmisión. Un cortocircuito tan cerca del interruptor puede generar un pico de tensión transitorio conocido en inglés como Transient Recovery Voltage (TRV).

El equipo involucrado es un interruptor de alta tensión de tecnología tanque vivo como se muestra en la Figura 3 compuesto por tres polos y mecanismos independientes, uno por fase, con aislamiento interno en gas hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>). Este tipo de interruptor emplea aisladores huecos de porcelana que contienen la cámara de interrupción, donde el SF<sub>6</sub> actúa como medio dieléctrico y agente extintor del arco eléctrico. El diseño típico de este equipo contempla una tensión máxima de operación de 145 kV, corriente nominal continua entre 1200 A y 2000 A, y capacidad interruptiva del orden de 40 kA, cumpliendo con los estándares IEC/ANSI aplicables en sistemas de transmisión. La falla se despejó, pero la zona afectada fue extensa por no contar con las protecciones en barras, esto complicó la respuesta del AGC.

**Figura 3**  
*Interruptor SF<sub>6</sub> de Tanque Vivo*



**Figura 4**  
*Interruptor SF<sub>6</sub> de Tanque Muerto*



Fuente: ABB

La falla observada presenta características compatibles con un evento interno de alta severidad, potencialmente asociado a la incapacidad del interruptor para soportar las condiciones de Tensión de Recuperación Transitoria (en inglés TRV) durante el despeje de una falla de gran magnitud. En escenarios de cortocircuito severo, si la tasa de aumento de la tensión de recuperación (en inglés Rate of Rise of Recovery Voltage, RRRV) excede la tasa de restablecimiento de la rigidez dieléctrica del medio de interrupción (en inglés Rate of Rise of Dielectric Strength, RRDS) del gas SF<sub>6</sub>, puede producirse una reignición del arco eléctrico. Este fenómeno genera esfuerzos térmicos y mecánicos extremos que pueden culminar en la fractura del aislador de porcelana por la liberación súbita de energía y explosión del equipo.



Este tipo de evento, aunque poco frecuente, suele estar vinculado a fallas internas de aislamiento, degradación del SF<sub>6</sub>, defectos mecánicos o condiciones de coordinación insuficiente entre la capacidad interruptiva del equipo y las exigencias dinámicas del sistema. En consecuencia, se recomienda la realización de un análisis forense integral del interruptor de 138 kV, incluyendo evaluación de registros oscilográficos, revisión de parámetros de protección, inspección física del equipo y verificación de las condiciones de TRV reales durante el evento.

Los datos de la medida de sobretensiones a ambos lados del interruptor, TRV, no están disponibles a pesar que algunas lecturas de voltaje de barra y líneas presentan indicativo de anomalías como el caso de la subestación El Brisal, a 14.3 km de Hainamosa, pero la precisión esperada no es exacta debido a que la alta frecuencia probablemente saturó momentáneamente los transformadores de voltaje. Por tanto, para los fines de determinación, el nivel de sobretensiones transitoria en el interruptor se recomienda modelar el sistema con software avanzados como el Programa para Transitorios Electromagnéticos, en inglés Electromagnetic Transient Program (EMTP) o el Programa de Diseño de Sistemas de Potencia Asistido por Computadora, en inglés Power Systems Computer Aided Design (PSCAD). En el anexo 2 muestra la subestación de Hainamosa.

Asimismo, resulta indispensable efectuar un estudio detallado de coordinación de protecciones, con el objetivo de garantizar selectividad, tiempos óptimos de despeje y adecuada limitación de esfuerzos electromecánicos, minimizando así el riesgo de propagación de la falla más allá de la sección afectada y reduciendo la probabilidad de eventos similares en el futuro. Ese estudio debe incluir la detección de una posible falla del interruptor (breaker failure, ANSI 50 BF) y actuación de los interruptores de respaldo.

#### **Una falla catastrófica de un interruptor de tanque vivo de SF<sub>6</sub> de 138 kV suele deberse a:**

- Ruptura grave del aislamiento interno.
- A menudo provoca una explosión inducida por un arco eléctrico en la carcasa de porcelana del interruptor.
- Suelen ser una combinación de baja rigidez dieléctrica (baja presión de SF<sub>6</sub>).
- Fallas mecánicas internas (contactos desalineados).
- Operaciones de conmutación incorrectas.

#### **Acciones preventivas:**

- Implementar pruebas rigurosas y periódicas de humedad y descomposición de gas SF<sub>6</sub>.
- Actualizar coordinación de los sistemas de protección y control.
- Verificar si el breaker tiene capacidad suficiente en transitorios, Recuperación de Voltaje Transitorio (Transient Recovery Voltage -TRV) y agregar pararrayos (surge arrester) y/o transformadores de capacitores (CVT).
- Validar la lógica de supervisión del reenganche automático para evitar la conmutación en condiciones incorrectas.



- Utilizar inspecciones periódicas para detectar fisuras en porcelana, contactos estáticos deformados o erosionados.

### Mantenimiento de los interruptores de SF6 de alta tensión:

- Inspecciones visuales rutinarias cada (6 a 12 meses).
- Pruebas de diagnóstico (calidad del gas, humedad, sincronización)- (3 a 5 años) o 500 y 2000 operaciones.
- Revisiones generales o inspecciones internas (8 a 12 años).
- Seguir las directrices del fabricante y la actividad operativa.

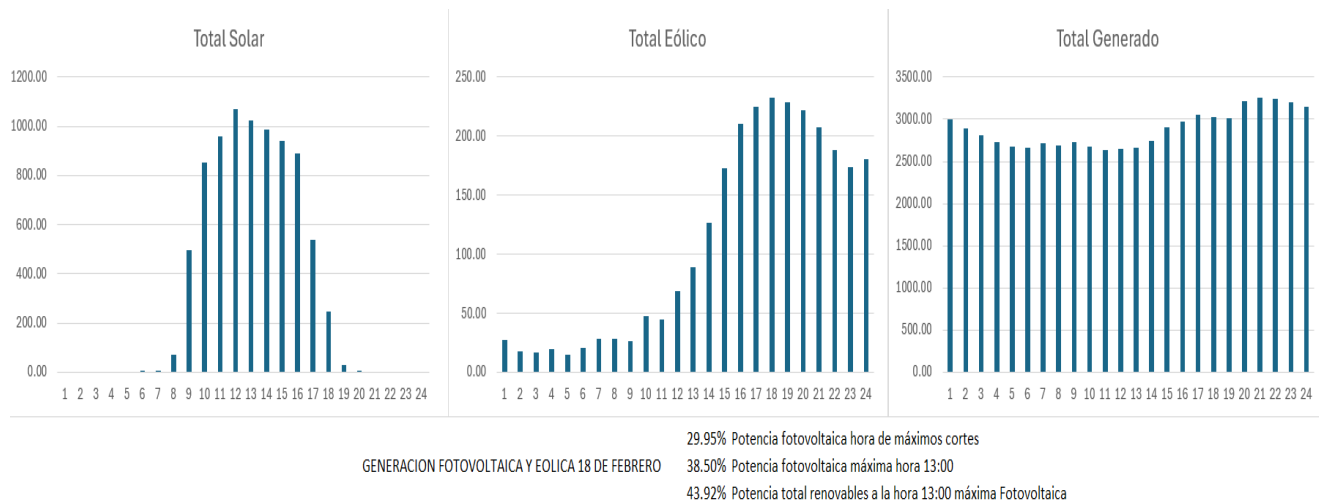
La ETED al parecer no ha tenido indicación de degradación del gas ni pérdida de presión. Por tanto, las posibles causas de fallas de TRV asociada con la falla de una línea corta de 2.8 km (Short Line Fall - SLF) parecen ser una causa factible que se recomienda estudiar con profundidad.

### 4. Comportamiento de la Generación en los días anteriores al Evento.

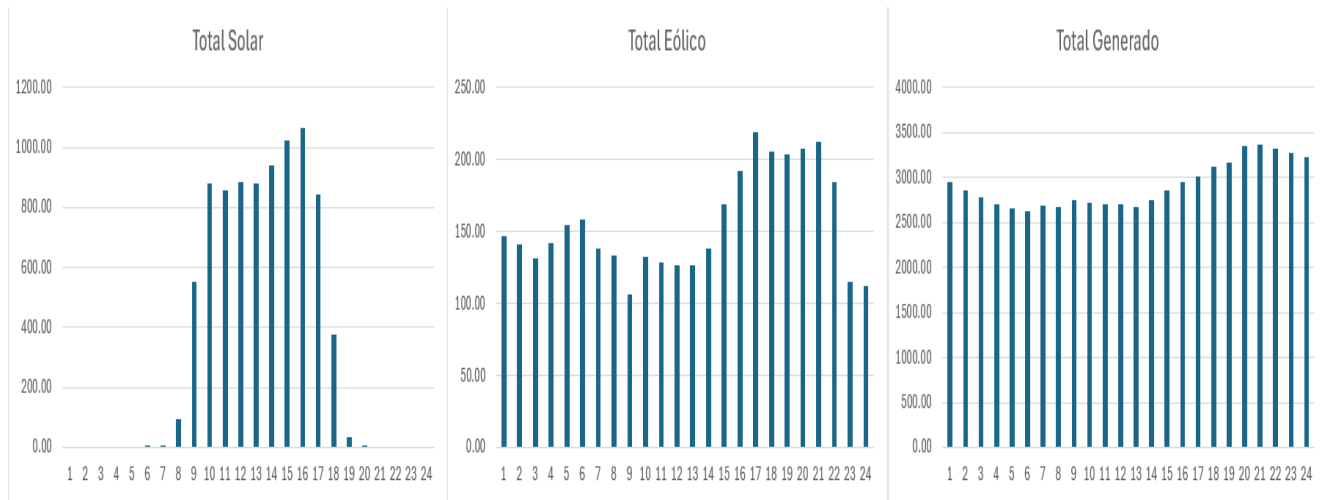
En las gráficas de las figuras 5 a la 7, elaboradas por el IEUASD en base a reportes del OC, se muestra la generación del sistema con los aportes de las fotovoltaicas, eólicas y el total generado por el sistema. La potencia de las renovables alcanza picos máximos horarios de hasta un 50%, esto compromete el valor mínimo de inercia del sistema, necesaria para garantizar una operación dentro de los límites de estabilidad en la frecuencia, ante una potencial avería en la red de transmisión. Como no ocurrió ninguna avería en esos días la frecuencia estuvo dentro de los márgenes normales de 59.75 a 60.25 Hz, con algunos picos.

**Figura 5**

*Generación de Energía 18 de Febrero 2026*

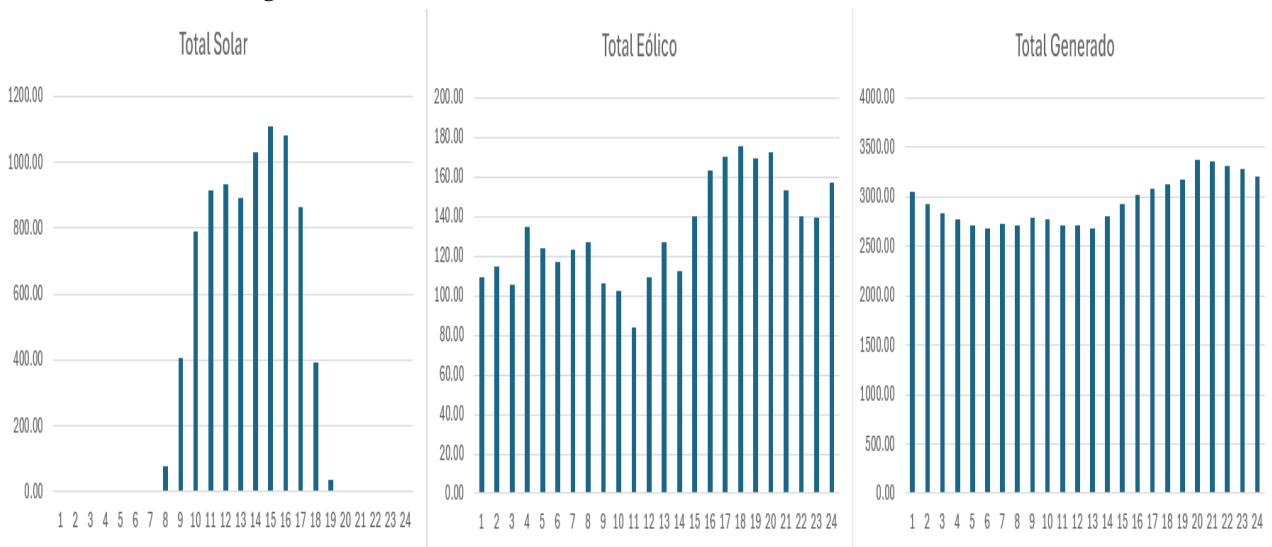


**Figura 6**  
*Generación de Energía 19 de Febrero 2026*



36.00% Potencia fotovoltaica hora de máximos cortes  
36.00% Potencia fotovoltaica máxima hora 16:00  
43.56% Potencia total renovables a la hora 16:00 máxima Fofotovoltaica

**Figura 7**  
*Generación de Energía 20 de Febrero 2026*



34.49% Potencia fotovoltaica hora de máximos cortes  
37.87% Potencia fotovoltaica máxima hora 15:00  
43.81% Potencia total renovables a la hora 15:00 máxima Fofotovoltaica

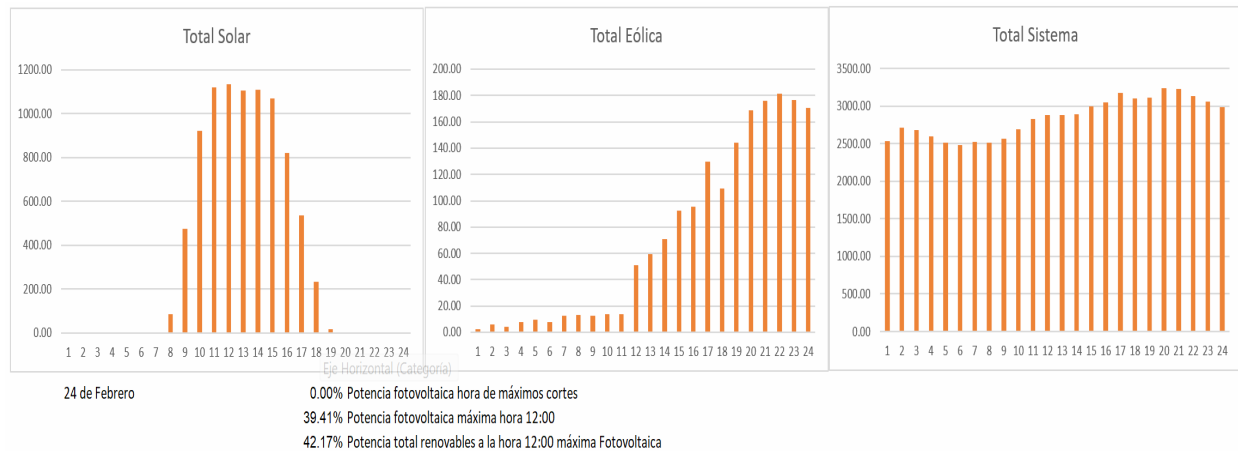
En todos estos días a las 10:50 a.m, la generación fotovoltaica rondaba en promedio los 900 MW con una participación de alrededor de un 35% de la generación total.

## 5. Comportamiento de la Generación Posterior al Evento.

En la figura 8 se presenta el perfil de generación correspondiente a un día típico de operación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), el día después del apagón general, lo cual evidencia una participación significativa de fuentes renovables variables, alcanzando un 42.17 % del total de la generación despachada a la hora de mayor generación fotovoltaica, y a las 10:50 a.m., hora del evento del día anterior un 39.63% del total de la generación.

**Figura 8**

*Generación de Energía 24 de Febrero 2026*



De haber ocurrido una avería como la del polo del interruptor del día 23, se hubiese producido otro apagón general el 24 de febrero, con esa penetración de las renovables. El nivel de generación renovable variable evidencia una creciente participación en la matriz energética nacional, particularmente en lo relativo a la generación fotovoltaica y eólica. No obstante, cuando dicha penetración no está acompañada de suficientes reservas rotantes, soporte inercial, servicios complementarios de regulación y tecnologías de almacenamiento de energía, el sistema incrementa su exposición a eventos de inestabilidad ante disturbios relevantes, como el ocurrido.

No obstante, la alta participación de recursos renovables no síncronos introduce desafíos técnicos asociados a la variabilidad e incertidumbre inherentes a estas tecnologías. Fluctuaciones rápidas de generación pueden producirse por fenómenos atmosféricos transitorios, como el paso súbito de nubosidad densa, o por contingencias operativas derivadas de desconexiones forzadas, fallas internas o eventos en la red de transmisión, las cuales provocan bajadas de la frecuencia al no poder responder a tiempo los sistemas de regulación de frecuencia de las plantas térmicas, debiéndose recurrir a las actuaciones del Esquema de Deslastre de Carga (EDAC), que va en contra del suministro de los clientes de las Empresas Distribuidoras, disminuyendo sus indicadores del servicio, sin que sea de su responsabilidad. Esto se puede hacer pues el artículo 93 de la Ley General de Electricidad nunca se ha aplicado, y no existen por



esto consecuencias económicas por tales desconexiones. En una operación normal, sin una perturbación por avería en el SENI, el EDAC compensa los desequilibrios con perjuicio al suministro, con apagones de corta duración varias veces al día, pero sin otras consecuencias en la operación del SENI.

Estas variaciones impactan directamente el balance instantáneo generación–demanda, afectando la estabilidad de frecuencia y reduciendo la inercia efectiva del sistema. ¿Acaso se desconoce que esas generadoras no son capaces de regular frecuencia por si solas?

En este contexto, para garantizar la seguridad operativa del SENI y mantener los márgenes adecuados de estabilidad frecuencia-potencia, resulta imprescindible incorporar tecnologías y mecanismos de soporte dinámico que permitan mitigar dichas oscilaciones, con una respuesta más rápida, y programas de simulación que permitan crear un gemelo digital del SENI para los ajustes de protecciones, actuaciones del EDAC, niveles de respuesta del AGC y los niveles de penetración de las renovables en función de la inercia disponible en el SENI que definan un esquema avanzado de control de frecuencia. Es importante verificar el nivel de armónicos presentes en las líneas e incluir en los análisis los niveles de voltaje en líneas y el factor de potencia y potencia reactiva asociada. Para el manejo de los armónicos usar norma IEEE 519.

A falta de esto se debe recurrir al curtailment de la generación fotovoltaica, para asegurar la operación del sistema dentro un rango de estabilidad adecuado. La inercia no debe ser inferior a 2 segundos, determinado del análisis de los dos eventos de blackout ocurridos.

La solución más conveniente para soportar la alta participación de renovables son: los Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) o BESS (por sus siglas en inglés), reservas rotantes suficientes para aportar inercia, servicios complementarios de regulación primaria y secundaria, esquemas avanzados de control de frecuencia y mecanismos de respuesta rápida que compensen la nula contribución inercial de las fuentes renovables no síncronas.

La instalación de esos BESS debe recaer en los que provocan su necesidad, específicamente los grandes generadores fotovoltaicos, aunque se puedan plantear otras soluciones, ya es obligatorio instalarlos en los nuevos proyectos. Aunque no son inercia sintética en sí, se pueden considerar como tal usando la electrónica de potencia adecuada, pues pueden regular la frecuencia en pocos milisegundos, controlando la frecuencia antes de que aumente su desequilibrio, con lo que se logra estabilizar el sistema, en corto tiempo y sin consecuencias en el servicio. Es la solución más efectiva donde la generación renovable es elevada, como en el caso del Sistema Eléctrico Dominicano.

## 6. Evaluación del sistema de protección y control.

El sistema de protección del SENI para líneas de 138 kV fundamentalmente descansa en los relés de distancias ANSI 21 y se entiende que es mínimo las protecciones diferenciales (ANSI 87L), de



sobre corrientes direccionales (ANSI 67N) entre otras lo que permitirían que estas protecciones pudiesen ser más rápidas y selectivas. Nuestro sistema eléctrico se caracteriza por bajo niveles de corriente de corto circuito promedio de 2.8 kA (sin Hainamosa) como se observa en la Tabla 1 más adelante, lo que representa un reto para las coordinaciones de los relés.

En el pasado lustro, la penetración de energía renovable en el SENI ha experimentado un rápido aumento en los recursos de energía solar y eólica y se espera en un futuro no muy lejano se instalen Sistemas de Almacenamiento en Baterías (BESS). Estos generadores o recursos están basados en inversores de respuesta rápida (RBI) fundado en electrónica de potencia con características de corriente de falla que difieren de la respuesta a la corriente de falla de los generadores tradicionales basados en máquinas rotativas, la cual es bien conocida y reproducible.

Contrario a los generadores convencionales conocidos, el comportamiento atípico de la corriente de falla de los RBI se debe a su esquema de control, configurado para proporcionar una salida de CA limpia y, al mismo tiempo, proteger los componentes electrónicos de potencia sensibles del inversor contra daños, una de cuyas causas es la sobre corriente. Esto se traduce en una corriente de falla aún más baja, una inyección de corriente de secuencia negativa baja o nula, la variabilidad de las corrientes de los componentes de secuencia, la inestabilidad del voltaje con respecto a los ángulos de corriente y la falta de inercia.

A pesar de que existen varios relés modernos instalados con tecnologías de microprocesador electrónicos, estos no son suficientes como se indica en la lista del Anexo 1 y por sus actuaciones podría ser cuestionable como se evidenció en los dos últimos blackouts. Si a esto le sumamos la alta penetración de Generación, o Recursos, Basados en Inversores RBI el resultado impactaría aún más negativamente los esquemas de protección del SENI. Para solucionar esta situación, los relés del SENI deben adecuarse y ajustarse con una coordinación selectiva que incluyan la variabilidad de las renovables y que permitan tener la flexibilidad operativa con una lógica adaptativa representativa de los fenómenos que experimenta el sistema eléctrico nacional.

Por lo anteriormente dicho, la precisión de las medidas de impedancias aparente calculadas por los relés de distancia (ANSI 21) con desviaciones significativas en alcance insuficiente o excesivo que en algunos casos sobrepasen del 400% como se indica en la tabla 1.

En otros casos la sensibilidad del relé de protección no detecta corrientes de baja fallas. En el blackout reciente del 23 de febrero, los sistemas de protección actuaron con deficiencias, otros no actuaron en un orden de 30% lo que indica que existen oportunidades importantes para hacer el sistema eléctrico más resiliente. Una falla de cortocircuito debe contenerse cerca de donde ocurre, en este caso volvió a presentarse una amplificación de la perturbación, al propagarse la contención de la misma más allá de la subestación de origen.



La tabla 1 muestra un resumen de los relés que participaron directamente en el blackout.

**Tabla 1**

*Relés que Accionaron Durante el Blackout*

ANÁLISIS DE DISPARO DE RELES DEL SISTEMA DE 138 KV												
Item	Campos de Líneas 138kV ↓	Tiempo de Disparo (ms)	Corriente (kA <sub>RMS</sub> )	Distancia de falla en Línea Desde Subestacion (km/%)				Funcion de Rele por ANSI			Comentario	
				Datos OC		IEUASD		Distancia	Dif. Línea	Direccional		
				Detectado por Rele	Reporte del OC	Calc. IEUASD	Distancia Actual					(21)
<b>Desde la subestacion Hainamosa hacia:</b>												
Capacidad CC=36 kA. Posible causas excesivo TRV												
1	Villa Duarte	715	17.1	2.8	24%	23%	11.92	Explosion en Hinamosa	0 > t < 300	Falla Monofasica a tierra. Explosion φA. Falla permanece en barra 87L manda apertura tripolar 144 ms. Bkr intenta falla permanece. Proteccion respaldo abre en 715 ms.		
		144		5.00	9.12	76%					77%	Incorrecta Operacion
		2		Palamara	627	2.1					13.2	
3	Cabreto L1	715	7.1	4.1	43%	44%	9.36					
<b>Hacia la subestacion Hainamosa desde:</b>												
4	Palamara	No opero	2.1	31.8	133.2	133%	24.0	No Opero		Rele no envio senal de disparo		
5	Cabreto L1	No opero	7.1	13.8	147%	147%	9.4					
6	Cabreto L2	358	2.9	30.7	328%	328%	9.4	300 > t < 600				
7	El Brisal	351	2.4	28.9	202%	202%	14.3					
8	Boca Chica	355	1.4	68.6	211%	249%	27.5					
9	Villa Mella	428	1.1	28.9	202%	219%	13.2	400 > t < 600	Recomendacion: Verificar Rango de Tiempo de operacion			
10	Dajao	438	2.1	9.2			9.2					
11	Los Mina L1	574	2.2	20	284%	213%	9.4					
12	Los Mina L2	563	2.2	20	286%	286%	7.0	300 > t < 600				
13	Los Mina L3	501	1.7	33.6	357%	480%	7.0	t > 600				
14	La Victoria	689	1.3	52.4	467%	430%	12.2					
15	Juan Dolio	704	1.2	99.6	188%	188%	52.9				600 > t < 900	
<b>NOTAS:</b> Ver diagrama unifilar en Anexo 1												
a De 11 líneas de 138 kV con sus respectivos relés, 5 de ellas alrededor de (30%) operaron incorrectamente o no operaron.												
b El sistema de protección fundamentalmente se basa en relés de distancia ANSI 21. La precisión de estos se impacta por alta penetración de renovables.												
c Lo ajustes de tiempos de operación de los relés deben revisarse de acuerdo con estudios recientes que contemplen renovables y cambios en el sistema.												

Fuente: OC

Esto no es un reto trivial debido a que los elementos y prácticas de protección existentes se han diseñado no solo basándose en la respuesta a la corriente de falla de las máquinas rotativas convencionales sino que en varios casos, la bibliografía y experiencia disponible no ofrece una solución clara para los problemas que surgen cuando el esquema de protección no funciona correctamente cuando se tiene una alta y creciente penetración de renovables sin sistemas de almacenamiento y la falta de coordinación, e insuficiencia de protecciones adecuadas, esto hace del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado una infraestructura vulnerable a frecuentes fallas.

Debiera establecerse como objetivo definir el nivel de confiabilidad del sistema en términos del número de fallas esperado en los próximos años. En lo que se establece ese plan se recomienda lo siguiente:



- Evaluar con estudios dinámicos el sistema eléctrico, no solo en condiciones de operación normal sino también en escenarios transitorios posibles que permitan identificar las vulnerabilidades y corregirlas. Un análisis preliminar se presenta en el punto 7.
- Implementar un sistema de protección y control basado en el IEEE-Std 2800, 2022 (IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs- en español: Inversores basados en electrónica de potencia que convierte corriente DC en AC de respuesta rápida) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems), que incluya lo siguiente:
  1. **Esquemas con asistencia de comunicación**
    - Implementar protección diferencial de corriente de línea (87L) debido a su alta confiabilidad para entornos RBI, ya que no depende de la magnitud de la corriente de falla, sino del equilibrio entre las corrientes que entran y salen de la zona.
    - Disparo por transferencia de sobre alcance permisivo (POTT) con lógica de entrada débil (WIL) por sus siglas en inglés. La lógica WIL permite que el relé en un terminal débil detecte una falla y dispare su interruptor incluso si no detecta suficiente corriente de falla para dispararse de forma independiente.
  2. **Implementar tecnologías avanzadas de relés**
    - Usar protección en el dominio del tiempo o de onda viajera que permitan operar en base a ondas incidentes/reflejadas o mediciones instantáneas, en lugar de cálculos fasoriales. Son rápidos ( $<1$  ciclo  $\approx 16.667$  ms) y menos sensibles a bajos niveles de corriente de falla.
    - Coordinación basada en voltaje que, en ausencia de comunicación, los relés pueden usar elementos de subtensión y direccionales de voltaje para determinar fallas.
  3. **Ajustes adaptativos y cambios lógicos**
    - Reducción de los ajustes de captación que permita disminuir la sobre corriente y los ajustes de la zona del relé de distancia (ANSI 21 & 21N) para aumentar la sensibilidad a las corrientes de falla bajas.
    - Configuración de la lógica de alimentación débil Implementando POTT con lógica de eco y detección de alimentación débil en los terminales de línea dominados por RBI.
    - Ajuste de Bloqueo de Oscilación de Potencia (PSB)/ Disparo Fuera de Paso (OST). Recalcular los ajustes de PSB y OST para tener en cuenta las oscilaciones de potencia más rápidas y los cambios en las trayectorias de impedancia.
    - Control de inyección de secuencia negativa. Se recomienda implementar y hacer cumplir los códigos de red que establecen la obligación de que los recursos basados en inversores (RBI) inyecten corrientes de secuencia positiva y negativa,



predominantemente reactivas, durante condiciones de falla. Esta provisión contribuye a mejorar la sensibilidad y selectividad de los esquemas de protección, en particular de los elementos direccionales.

#### 4. Mejoras en la protección contra fallas a tierra

- Uso de protección de falla a tierra de secuencia cero.
- Si los RBI están conectados a través de transformadores conectados a tierra, utilice la sobre corriente de secuencia cero como un método confiable de detección de fallas a tierra, ya que suele verse menos afectada por la electrónica del inversor que la protección de fase.

La tabla 2 es un resumen de lo mínimo recomendado para sistema de protección de bajo nivel de corriente de falla con alta penetración de renovables basadas en inversores (RBI)

**Tabla 2**

*Elementos de Protección Para Alta Penetración de Renovables*

Resumen de mejores prácticas			
Elemento de protección	Rele (ANSI Code)	Desafío	Mitigación recomendada
Sobrecorriente	51	Baja magnitud de corriente	Ajustes de captación ( <i>pickup</i> ) más bajos; usar características de tiempo inverso
Distancia	21	Baja corriente, fuente variable	Habilitar polarización de memoria; usar POTT; configurar subtensión de respaldo
Direccional	67	Sin o Baja $I_2$	Utilizar polarización direccional con polarización de voltaje/memoria; aplicar inyección
Diferencial	87L	Requiere buenas comunicaciones	Usar fibra de alta velocidad; asegurar que 87LQ/87LG estén activos
PSB/OST		Oscilaciones de potencia rápidas	Rediseñar los ajustes según simulaciones dinámicas. Prevenir disparo innecesario de los relés 21 con oscilaciones temporales en recuperación.
POTT	Disparo de Transferencia Permisivo con Exceso de Alcance ( <i>Permissive Overreaching Transfer Trip</i> )		
I2	Corriente Secuencia Negativa		
PSB	Bloqueo de Oscilación de Potencia ( <i>Power Swing Blocking</i> )		
OST	Disparo Fuera de Paso ( <i>Out-of-Step Tripping</i> )		

Fuente: IEEE Std 2800 & IEUASD.

#### 7. Evaluación de la inercia del sistema antes y al momento de la falla.


El comportamiento de la inercia del SENI el día del evento, en un análisis simplificado se muestra en la tabla 3. El análisis completo se realizó planta por planta con su despacho horario,



de ahí se tomaron los promedios de las térmicas e hidro que se muestran en el modelo simplificado.

Como se puede observar en las primeras horas del día la inercia se mantuvo dentro de los límites aceptables operativos. Pero, en la medida que entraron las renovables, particularmente las generadoras fotovoltaicas, la inercia del SENI cae drásticamente hasta llegar a la zona de inestabilidad partir de las 10:00 am, con una inercia de 2.01 segundos, dentro de la zona inercia deficiente y para la hora del evento ya se situaba por debajo de 2 segundos, ya en la zona de inercia crítica (1.95 segundos), y es en ese momento que ocurre la falla en el interruptor de la subestación de Hainamosa generando transitorios de oscilación de frecuencia que no pudieron ser compensados con los recursos de generación térmica disponibles a esa hora, pues un gran número de generadores estaban fuera de línea por órdenes de despacho del OC y otros bajados en su capacidad para dar paso a la generación fotovoltaica, carente de inercia, por no contar con Sistemas de Almacenamiento de Energía (BESS).

**Tabla 3**  
*Inercia del Sistema día 23 de febrero 2026*

  
ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA  
REPORTE DIARIO DE OPERACIÓN DEL LUNES 23 DE FEBRERO DE 2026

POTENCIA PROMEDIO GENERADA (MW)																									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	(MW promedio)
DESPACHO TÉRMICO [MW]	2406.20	2892.80	2879.80	2829.60	2473.30	2447.80	2462.60	2348.40	2044.10	1626.30	1604.40	67.00	6.80	68.80	96.90	187.90	167.80	400.70	698.80	962.30	1183.10	1418.90	1611.80	1711.30	1410.29
DESPACHO HIDROELECTRICO [MW]	216.80	129.40	89.30	81.60	81.60	81.60	184.60	181.30	72.30	61.30	80.30	31.70	83.40	138.30	170.20	179.80	78.60	182.20	219.00	330.80	311.10	369.70	371.00	348.90	166.86
DESPACHO EÓLICO [MW]	95.70	61.10	36.30	28.90	21.60	21.60	27.00	21.00	21.80	22.20	12.80	80.10	96.20	95.70	68.00	21.70	28.00	40.00	48.90	13.70	21.90	36.60	21.20	21.20	20.98
DESPACHO SOLAR [MW]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.10	94.60	216.10	317.30	379.30	0.00	8.50	56.60	42.20	26.00	12.00	0.00	1.10	0.00	0.00	0.00	0.00	110.86	
TOTAL GENERACIÓN	2880.70	2783.00	2704.10	2630.00	2575.40	2560.50	2594.30	2572.20	2662.30	2627.20	2616.60	178.80	184.90	356.10	374.30	395.40	286.00	630.90	1067.50	1306.80	1517.70	1816.20	2014.80	2101.40	1727.39

Energía Cinética promedio Almacenada (MWs)																									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	(MWs promedio)
DESPACHO TÉRMICO [MWs]	8.1313	8.0884	8.0460	7.9612	7.7167	7.6362	7.6833	7.3376	6.3776	5.0741	5.0057	209.0	21.2	204.4	302.3	402.6	522.6	1.2502	2.1803	3.0024	3.6913	4.4176	5.0288	5.3393	4.4061
DESPACHO HIDROELECTRICO [MWs]	686.2	411.5	280.8	289.2	289.2	289.2	332.6	322.1	229.9	194.9	160.0	100.8	265.2	439.8	541.2	671.8	248.6	679.4	1.0144	1.0519	995.7	1.1766	1.1758	1.1751	930.6
DESPACHO EÓLICO [MWs]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
DESPACHO SOLAR [MWs]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Energía Cinética Total (MWs)	8.8176	8.5081	8.3268	8.1203	7.9763	7.9854	8.0163	7.6399	6.6072	5.2600	5.1657	209.8	286.4	644.2	843.6	1.0644	772.2	1.0206	3.1947	4.0543	4.6869	5.5933	6.2086	6.5124	4.9067
Inercia Promedio (S)	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.0	2.48	2.01	1.98	1.7	1.6	1.6	2.3	2.7	2.9	3.0	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	2.9
Penetración de las renovables %**	2.04%	2.20%	1.34%	1.10%	0.80%	0.84%	1.04%	4.88%	20.50%	35.76%	37.41%	41.40%	51.22%	41.70%	28.64%	14.59%	13.99%	7.61%	4.68%	1.95%	1.42%	1.68%	1.59%	1.01%	

\*\* En rojo necesidad de curtailment

Supuestos*		Rango de inercia del Sistema	
Código Central	Inercia (s)	De 4 a mas excelente	
TÉRMICA	3.12	De 3.6 a 3.9 muy buena	
HIDROELECTRICO	3.16	De 3.1 a 3.5 buena	
EÓLICO	0.00	De 2.5 a 3 mala	
SOLAR	0.00	De 2.1 a 2.4 deficiente	
		De 2 o menos crítica	

\* Con plantas despachadas.

Interpretación rangos de inercia  
Hasta 3.1 no hay riesgo con la estabilidad de frecuencia  
De 2.9 a 3 hay riesgo con la estabilidad de frecuencia  
De 2.1 a 2.4 alto riesgo con la estabilidad de frecuencia  
De 2 o menos peligro inminente por no poder controlar la frecuencia

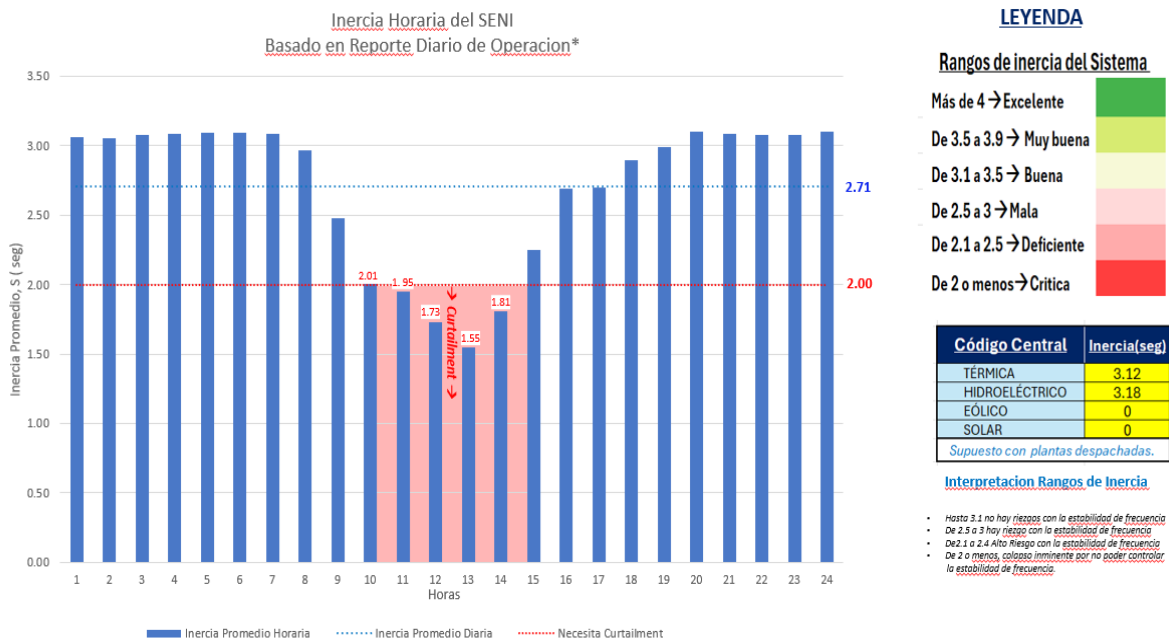
Fuente: IEUASD, datos OC

En la figura 9 se muestra gráficamente la tabla 3, hasta las 11:00 am se muestra la disminución de la inercia hasta llegar a la zona de inercia crítica, que condujo a un sistema inestable, justo en ese momento ocurre la falla en el interruptor en la subestación de Hainamosa. Después del blackout son datos reportados durante las maniobras de restablecimiento del blackout y no son representativos. De lo mostrado se colige que, si la falla hubiese ocurrido a una hora con una inercia mayor en el sistema, se hubiese podido estabilizar la frecuencia del SENI sin mayores consecuencias. Más adelante analizaremos un evento ocurrido el 20 de marzo a las 7:00 am, con inercia buena, como confirmación de lo antes señalado.

Son múltiples factores que nos han llevado al actual estado de vulnerabilidad de la red. Lo que se señala en el punto 5 es la necesidad de incorporar a la red un sistema que simule la realidad actual de la misma y permita adelantarse a los posibles eventos, para saber dónde se debe ajustar e incorporar almacenamiento, y otros recursos, que permitan aislar las fallas a zonas específicas de la red, reduciendo los riesgos del Efecto Dominó que se observó en estos dos últimos Apagones Generales, ocurridos en muy corto tiempo.

### Figura 9

Evolución de la inercia del SENI día 23 de febrero 2026.



\*Data del 23 de febrero, 2026.

Fuente: IEUASD, datos OC.

Del análisis de lo ocurrido el 23 de febrero la potencia desequilibrada Pa fue de unos 209.74 MW, en dt de 7.0 segundos, luego la inercia crítica o mínima para evitar la inestabilidad del Sistema, tomando en cuenta que se llegó a un blackout, se puede estimar así:

$Pa=2H.dw/dt$ , donde  $dw=2 \pi * f$  y H la inercia en segundos.

De este modo, el nivel de inercia en que se originó el blackout fue:

$$H = (Pa \times dt) / (2 \times dw) = (209.74) (7.0) / (2 * 2 * 3.1416 * 60) = 1.9472 \text{ segundos.}$$

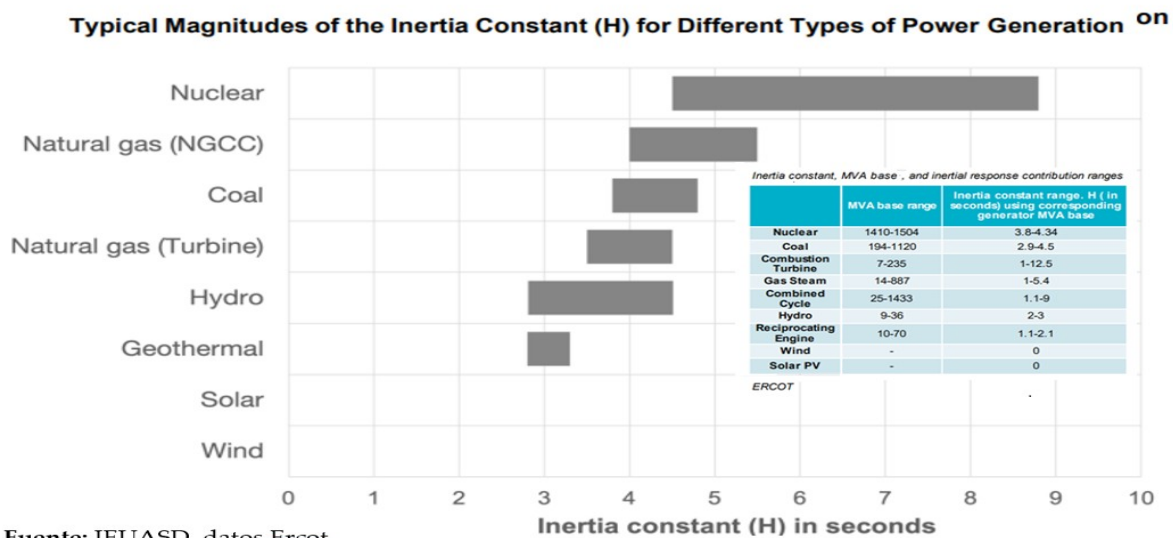
Luego la inercia crítica del SENI se asume de 2 segundos para evitar llegar a la inercia que condujo al colapso; con la configuración de plantas del SENI esa inercia mínima se alcanza regularmente cuando la penetración de renovables llega a superar al 30%, luego es conveniente limitar el despacho de las renovables a valores no muy superiores a ese valor límite, pues ya para un 35% de penetración el Sistema se vuelve inestable, como se deduce de los últimos blackout, si llegara a ocurrir una falla catastrófica en la red de transmisión.

La potencia despachable de las renovables sin que se produzca inestabilidad será mayor o menor dependiendo de la demanda del Sistema. Para valores cercanos a 3200 MW el valor despachado de renovables (Fotovoltaica y Eólica) no deben exceder los 1000 MW, para que la inercia del SENI no baje a 2 segundos. Si la demanda sube a 3800 MW el despacho de renovables puede llegar a 1200 MW sin que se pierda estabilidad. El máximo de penetración de renovables en por ciento de la generación total variará con la entrada al Sistema de nuevas plantas térmicas o BESS.

En la figura 10 se presentan las inercias por tipo de tecnología donde se puede apreciar los aportes de las plantas generadoras de uso común en un sistema eléctrico, como el dominicano.

**Figura 10**

*Inercia por Tipo de Tecnología*



Fuente: IEUASD, datos [Ercot](#)

## 8. Evaluación de la respuesta de las plantas térmicas sujetas al Control de Ajuste de Generación (AGC).

Analizando la respuesta dinámica de las plantas sujetas al AGC ante la frecuencia del SENI posterior a la falla se observa incapacidad para mantener la misma en los rangos establecidos de 59.75 a 60.25 Hz, como se mostró en la figura 1 de la introducción. Antes de proceder a la evaluación es conveniente presentar como responden los diferentes tipos de máquinas térmicas existentes en el SENI, ante eventos de fluctuación de frecuencia, pues la frecuencia es la variable de control que se prioriza ante el voltaje, sin olvidar evaluar el aporte de reactivos.

En la figura 11 se muestra los tiempos de respuesta de las diferentes tecnologías. Como se puede observar el SAEB o BESS es el que puede responder más rápido ante los eventos de cambios



bruscos de frecuencia, pero como no se dispone de ellos en la actualidad pasaremos a evaluar la respuesta de los ciclos combinados en comparación a las plantas térmicas a carbón.

Las plantas de ciclo combinado pueden responder mucho más rápido en la regulación de la frecuencia (rampa de tomar carga de 5 a 8 MW/minuto) que las plantas térmicas a carbón (rampa de 4.1 MW/minuto), algo que también pueden hacer los motores diésel y ciclos simples (rampas de 8.5 a 12 MW/minuto), por eso son las responsables del AGC. Estas rampas han sido definidas de las pruebas VEROPE realizadas a las plantas del SENI.

Sobre el mínimo técnico de despacho que se determina en la prueba VEROPE debemos comentar que se determina para casos de emergencia, pero no para que las plantas térmicas trabajen de manera regular a ese mínimo, y mucho menos que se use para el despacho diario como se está pretendiendo hacer ahora, con el propósito de despachar las fotovoltaicas. Esa es una práctica irracional que atenta contra la vida útil de las mismas y principalmente en el caso de las plantas a vapor.

Las plantas a carbón al tener mayor inercia y una respuesta más lenta en los segundos iniciales de un disturbio contribuyen a tratar de enlavar la frecuencia en el valor normal, comportándose como un volante de inercia, y su misión es bajar y tomar carga en la medida que la frecuencia baja o sube, de manera lenta, pero sin otras pretensiones que no sea mantener su producción estable, aportando reactivos en lo que el resto de las plantas se encarga de la regulación rápida de la frecuencia. Cabe destacar que es además la de menor costo variable de despacho en la lista de méritos de las plantas térmicas. La actuación de cada una ante el disturbio de la frecuencia se puede apreciar en la figura 2 de la introducción.

**Figura 11**

*Tiempos de Respuesta por Tipo de Tecnología*

Comparacion de BESS con Gobernadores Convencionales									
Características	Unidad	BESS		Turbina de Gas		Turbina Hidraulica		Unidades de Carbon	
Velocidad de repuesta	ms	100	1,000	1,000	10,000	10,000	30,000	30,000	60,000
	Ciclos	6	60	60	600	600	1,800	1,800	3,600
	Categoría	Muy Rapido		Rampa de subida Rapida		A Menudo (-) Golpe de Ariete		Rampa Lenta	
Movimiento Inicial		Bidireccional		Limitada		Limitada		Limitada	
Tecnología		Electronica de Potencia (Inversores)		Sistema Mecanico					
				Repuesta de Turbina		Repuesta de Valvula		Repuesta de Turbina	
Direccionalidad	(±)	Carga/Descarga ↓↑		Usual Unidireccional ↑		Usual Unidireccional ↑		Usual Unidireccional ↑	
Limitaciones		Estado de Carga (Duracion)		Suministro Combustibles (Estrés Termico)		Limitaciones por (Flujo de Agua)		Limitaciones por (Cartera / Vapor)	

Fuente: Investigación de Universidad de Tanzania, IEEE e IEUASD



Como se puede apreciar de la figura 2, cada máquina respondió según sus características propias. En dicha figura los ciclos combinados principales actuaron rápido, de acuerdo a lo esperado, y la planta térmica a carbón actuó lenta, también de acuerdo a lo esperado, según los parámetros normales de respuesta mostrados en la figura 11. Posteriormente, la planta térmica a carbón, operó con normalidad dentro de los parámetros técnicos de diseño. La respuesta de la generadora Los Mina fue muy limitada en tratar de ajustar a la baja la frecuencia del SENI, la generadora Andrés actuó con mayor rapidez, pero de manera insuficiente.

En ambos casos esas actuaciones se debieron a las consignas de regulación asignadas por el OC en el AGC, a todas luces insuficientes para responder adecuadamente en un evento como este de alto impacto, con alta presencia de generación renovable sin inercia sintética; de esa experiencia los valores de las consignas deben ajustarse por encima de los valores actuales. La generadora Punta Catalina actuó como se debe esperar de una planta térmica a vapor que use carbón como combustible, como se puede apreciar en la figura 2 donde se muestra su comportamiento en los casi 3 minutos posteriores a la falla antes del blackout, pero por sí sola no puede estabilizar la frecuencia en un evento de esta magnitud, pues la regulación de la frecuencia recae en los ciclos combinados, turbinas en ciclos simple y motores diésel. En el caso de la generadora Punta Catalina, su función es aportar la mayor parte de los reactivos, lo cual limita sus posibilidades de actuar en la regulación de frecuencia.

Un evento ocurrido al inicio de la mañana del 20 de marzo de 2026 lo hemos analizado para comparar los resultados con los del día del blackout. Este nuevo evento originó el disparo de las protecciones de varias líneas con un deslastre de carga importante no registrado en el informe del OC, por las carencias del mismo, y salida de algunas plantas, que fueron compensadas por la reserva rotante existente. Este evento llevó la frecuencia del SENI a 61.39 Hz, sin que registrara disminución previa de la frecuencia, debido a que las plantas en línea aportaban una reserva rotante, e inercia, adecuadas para la demanda a esa hora del día, y pudieron asumir la carga deslastrada por las plantas térmicas que salieron por la falla, y posteriormente regular con éxito la frecuencia del SENI.

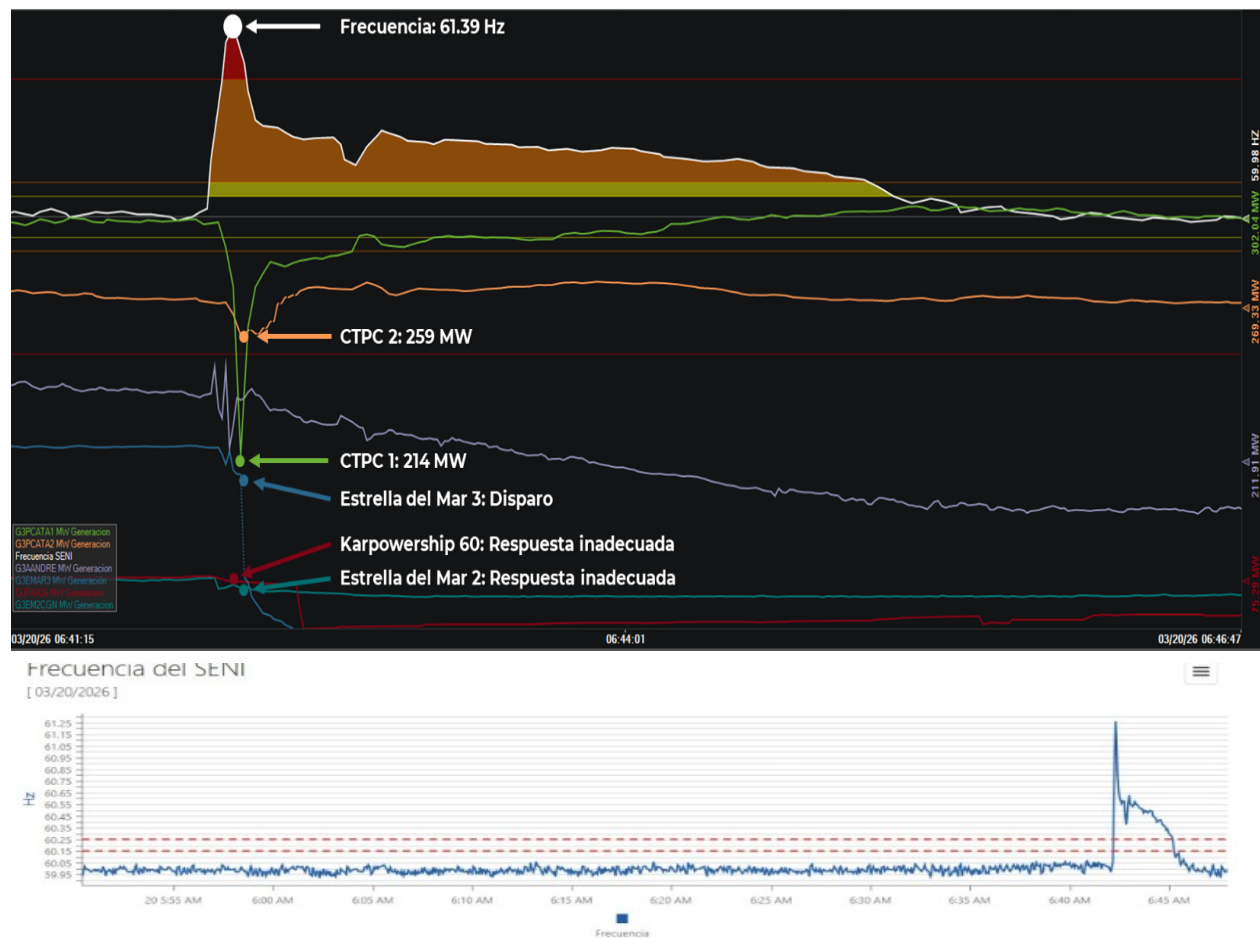
El análisis de este evento demuestra también que, en una falla a nivel de las redes de transmisión, las protecciones de las redes provocan un deslastre de carga importante sin la actuación del Esquema de Deslastre Automático de Carga (EDAC). Este deslastre debe tomarse en cuenta para evitar la sobreactuación del EDAC ante fallas en las líneas de transmisión.

Al ocurrir esa falla no había generación fotovoltaica, y la eólica era de apenas 2.55%, por eso el disturbio de la frecuencia pudo ser superado sin ningún problema por las térmicas en Ajuste Automático de Generación (AGC), estando presente la generación de las Catalinas. Esto quiere decir que la consigna del AGC es adecuada cuando no está presente una alta penetración de las renovables, pero debe de ser aumentada ante una alta presencia de las renovables, en consecuencia, no debe ser un valor fijo sino variable de acuerdo a la hora del día.

En la figura 12 se muestra el evento y la respuesta de regulación primaria y secundaria. En dicha figura se puede apreciar las respuestas de las diferentes plantas térmicas que actuaron, y aunque se reportó inicialmente un comportamiento errático de la generadora Andrés en la regulación de la frecuencia, esta pudo recuperarse y contribuir de modo adecuado a la regulación secundaria, gracias a la inercia presente en el SENI a la hora de ocurrir el evento, que se encontraba por encima de los 3 segundos, debido a la baja penetración de las renovables en ese momento. ¿El resultado hubiese sido el mismo con una penetración de renovables mayor a un 30%?

**Figura 12**

*Evento del 20 de Marzo sin Presencia de Generación de Fotovoltaica*



Fuente: OC

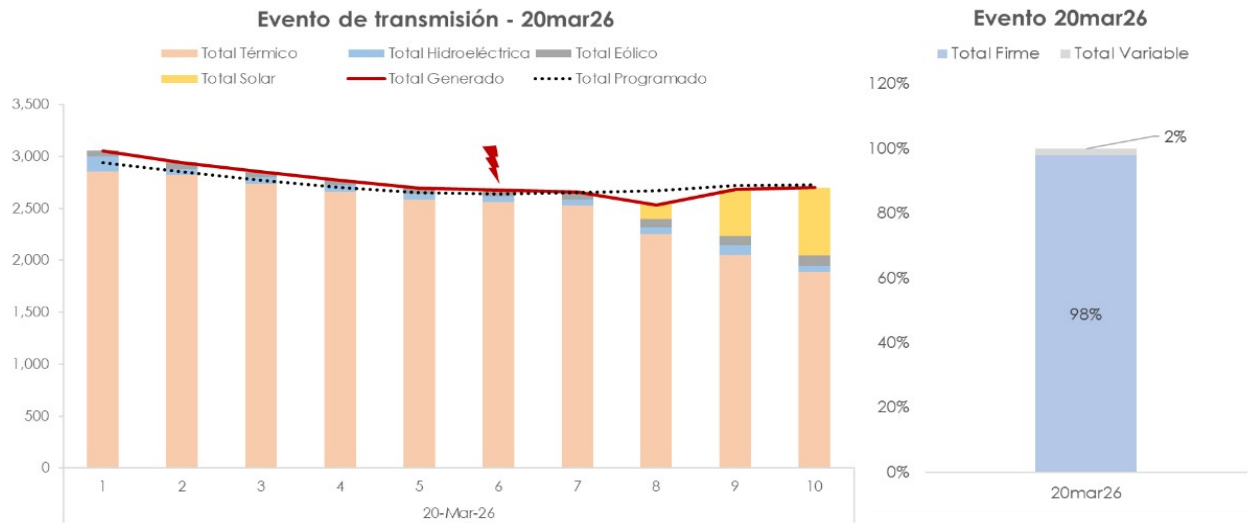
Esa respuesta en la restauración de la frecuencia se puede contrastar con lo ocurrido el 23 de febrero, cuando no se pudo lograr regular la frecuencia hasta casi ocurrir el blackout. El tiempo del disturbio de la frecuencia fue similar en ambos casos, 3 minutos, solo que en esta ocasión se registró cerca de las 7:00 am, con solo 2.55% de renovables, y con una inercia promedio de 3.1 segundos, dentro de la zona de estabilidad buena, como se muestra en las figuras 13 y 14, a

diferencia de lo ocurrido el 23 de febrero, con penetración de renovables era superior al 40%, con una inercia de 2.0 segundos, dentro de la zona de estabilidad crítica.

El 20 de marzo de haber ocurrido esa falla a las 15.00 horas con una inercia cercana a la crítica, el desempeño en la regulación de la frecuencia del SENI con muchas posibilidades hubiese conducido a otro blackout. Situación que se sigue presentado casi a diario.

**Figura 13**

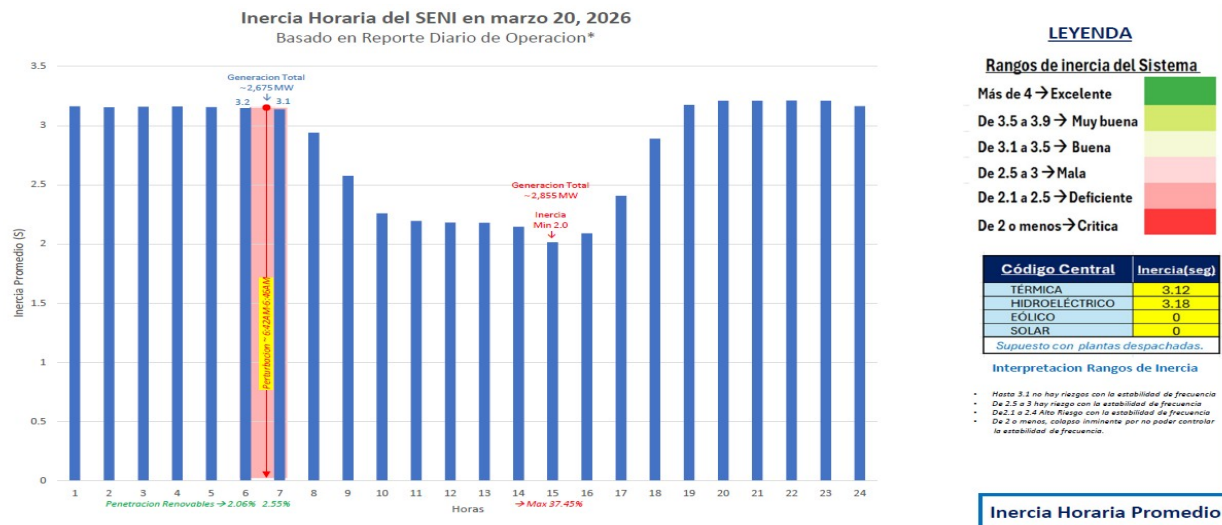
*Participación de Renovables a la Hora del Evento 20 de Marzo 2026*



Fuente: OC

**Figura 14**

*Inercia del Sistema día 20 de Marzo 2026*

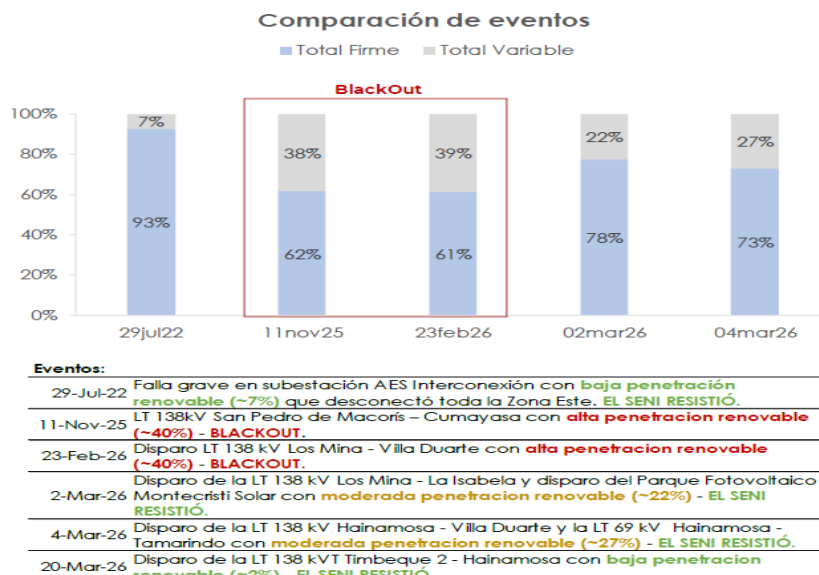


Fuente: IEUASD, datos OC.

En la figura 15 se resumen los últimos eventos ocurridos en el SENI, casi todos relacionados con la empresa de transmisión y como se puede apreciar en la medida que la demanda ha crecido parecen ir en aumento, y cada vez más frecuentes, con mayores o menores consecuencias. Sin embargo, lo preocupante es la ocurrencia de dos blackout en menos de tres meses, de lo que se deduce que de no tomarse las medidas adecuadas, los blackouts pueden repetirse con cierta frecuencia ante una falla en las líneas de transmisión, en momento de alta penetración de las renovables, hasta que no se instalen los SAEB o BESS, algo que no va a ocurrir antes del año 2027. La alternativa operativa sería, limitar la penetración de las renovables para que no ocurra un blackout o no limitarla y asumir como normal la ocurrencia de los blackout hasta que se disponga una capacidad de BESS adecuada y de tecnologías que permitan mitigar esas variaciones.

Figura 15

Secuencia de Eventos Graves Recientes en el SENI



Fuente: OC, IEUASD

El análisis de todo lo anterior apunta a que el blackout del 23 de febrero de 2026 se produjo por la pérdida progresiva de la estabilidad del SENI durante la mañana por la disminución de la inercia, debido al incremento de penetración de generación renovable, que pasaba a esa hora del 40%. En las condiciones actuales, se corre el riesgo que el Sistema pueda volver a colapsar a partir de la hora del día en que la penetración de dicha generación reduce la inercia del Sistema al límite de inercia crítica estimado en 2 segundos. Se comprobó del último blackout que el nivel de penetración máximo para mantener la inercia por encima de los dos segundos es 35%, por lo que lo recomendable sería mantener la penetración entre el 30 y 35%, pero sin llegar a ese límite máximo de penetración.



La baja inercia presente a ciertas horas del día impide poder dar una respuesta adecuada a la restauración de la frecuencia, prolongando el tiempo de recuperación y creando con ello transitorios que superan las capacidades de las máquinas térmicas actuantes en la regulación, por lo que resulta imperioso agregar dispositivos de repuestas rápidas a las perturbaciones de la frecuencia del SENI como los BESS. Esto es algo conocido y reconocido, de ahí que desde el año 2022 se previó la instalación de Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) o BESS para regulación de frecuencia con alta penetración de generación renovable.

Esto se contempló en el Plan para la Transición Energética de la República Dominicana presentado por el IEUASD el 14 de septiembre de 2022. La Comisión Nacional de Energía (CNE) en su resolución CNE-AD-0003-2023, se refiere a esto. Luego el decreto no.523-23 del 20 de octubre de 2023, que cubrió el vacío de la Ley General de Electricidad y su Reglamento sobre este tema y las resoluciones de la Superintendencia de Electricidad, SIE-098-2025-MEM y SIE-164-2005 -MEM, completan lo reglamentado para los nuevos generadores de fuentes renovables. Aunque hasta la fecha no se haya ejecutado ningún proyecto de generación renovables, en cumplimiento con esas resoluciones y decretos, los nuevos proyectos tendrán BESS y la situación actual se irá revirtiendo a partir del 2028. Recientemente se han instalado pequeños BESS en generadoras térmicas. Luego a nadie le debe sorprender que se pueda llegar a condiciones de inestabilidad en la regulación de la frecuencia como los ocurridos, y eso es imputable a la generación RBI.

La operación actual del SENI requiere de una respuesta rápida ante las fluctuaciones de las fotovoltaicas, algo que ya no pueden brindar las plantas térmicas existentes pues desde principios del año 2025 la capacidad de generación fotovoltaica rebasó el umbral de los 1000 MW. Los SAEB o BESS son los únicos que pueden brindar la respuesta rápida a las fluctuaciones de frecuencia, ya que pueden responder desde antes de los 100 ms, mientras que las turbinas a gas, ciclos combinados y motores diésel de 1 a 10 segundos, las hidros de 10 a 30 segundos y las plantas de vapor a carbón de 30 segundos a varios minutos, lo cual establece el papel de cada una ante una perturbación de frecuencia en la red. Los BESS actuales aportan inercia sintética integrado electrónica de potencia consistente en inversores de respuesta rápida, que pueden regular frecuencia en pocos milisegundos, sustituyendo la necesidad de inercia física, o sintética de otro tipo, menos efectiva con alta penetración de renovables.

## **9. Recomendaciones específicas al OC para completar su informe preliminar sobre el blackout y sus causas.**

A fin de fortalecer el carácter concluyente del informe, se sugiere incluir el análisis de los siguientes aspectos, los cuales no se evidencian desarrollados en el documento presentado:

1. Evaluar origen de la falla, y la coordinación de los elementos de protección y los tiempos de despeje de la falla de acuerdo a las normas técnicas IEEE y NERC, y su relación con el



- EDAC. Determinar con precisión la causa de la explosión del polo del interruptor SF6. Considerar en la evaluación la Recuperación de Voltaje Transitorio (Transient Recovery Voltage -TRV).
2. Analizar la inercia del sistema al momento de la falla, evaluando si fueron correctas las actuaciones combinadas de las plantas térmicas sujetas al AGC, y si el curtailment determinado para esa hora resultó insuficiente para mantener la estabilidad del Sistema.
  3. Evaluar si la capacidad asignada a las plantas térmicas para regular la frecuencia en el AGC es adecuada para lograr estabilizar la frecuencia del SENI, luego de una perturbación de esa magnitud, estando presente generación renovable sin capacidad de regular frecuencia, para reducir los riesgos del efecto dominó.
  4. Incluir un análisis detallado sobre la causa del disparo de plantas térmicas y renovables, y su relación con la desestabilización de la frecuencia del SENI.
  5. Incluir un análisis detallado de lo sucedido en los últimos 10 segundos antes del blackout, por ser en ese breve periodo que la frecuencia llegó a estar dentro de lo normal.
  6. Evaluar si la programación para cada intervalo horario de la reserva rotante del sistema es la adecuada considerando las unidades de regulación disponibles, garantizando se cumpla con niveles de reserva para RPF y RSF entre el 3% y el 5% de la demanda estimada, expresados en MW de acuerdo con Art. 399, Reglamento LGE, y de haberse cumplido, evaluar si esos porcentajes deben ser aumentados, así como el valor de la reserva rotante, para poder regular adecuadamente con la alta participación de las renovables, sin contar con el aporte de regulación de los BESS que ayudarían a la respuesta del AGC en los primeros milisegundos y segundos.

## **10. Conclusiones del análisis suplementario del IEUASD sobre las causas del apagón general.**

Luego de analizarse la información aportada en el informe preliminar del OC sobre el blackout, el equipo evaluador del IEUASD concluye que dicho evento se origina posterior a haberse contenido la falla, debido a la baja inercia del sistema al momento de su ocurrencia. La baja inercia es provocada por la alta penetración de generación renovable, sin contar con SAEB o BESS, que proveen inercia sintética a través de la tecnología de inversores de respuesta rápida.



Se pudo comprobar del análisis del comportamiento del SENI durante los últimos dos blackout, que el sistema se vuelve inestable, ante una falla catastrófica en la red de transmisión, cuando la inercia del sistema se reduce a 2 segundos. Esto ocurre con la generación térmica actual del SENI, generalmente cuando la participación de las renovables en línea respecto al total de generación en línea sobrepasa el umbral de penetración del 30% de la generación total en línea. La inercia crítica no se alcanza siempre con un 30% de penetración de renovables, por lo que recomendamos se estime la inercia hora por hora partir de las 10:00 am, y cuando la inercia esté próxima a 2 s cortar el aporte de las renovables al nivel de penetración en que se encuentre. La penetración puede ser ligeramente mayor a 30%, pero rara vez puede llegar a 35%, sin que la inercia baje a 2 segundos y el sistema se vuelva inestable.

En tal sentido la alta penetración de las renovables, y en especial de la generación fotovoltaica, fue la causante principal de la inestabilidad de la frecuencia del SENI que condujo al blackout.

### **11. Recomendaciones generales para mejorar la estabilidad operacional del SENI.**

Mantenemos las mismas recomendaciones del evento anterior, debido a que muchas requerían de un tiempo de ejecución mayor, al transcurrido de una falla a la otra. Algunas si se han podido implementar, y por eso se observó un tiempo de recuperación corto del blackout a condiciones normales, y sin retrocesos. En consecuencia, solo queremos volver a enfatizar en temas que aún están pendientes como los siguientes:

1. Acelerar los estudios de coordinación de los sistemas de protección del SENI e incluir la modernización del EDAC para implementar las recomendaciones antes de finalizar 2026.
2. Acelerar la Instalación de al menos 600 MVA de BESS con una capacidad de 2 horas de almacenamiento para mitigar las fluctuaciones y control de frecuencia, con una respuesta rápida ante tales fluctuaciones, esto evitaría los curtailment a las renovables, y en especial a las fotovoltaicas. La mitad deberían ser instalados por la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED).
3. En ausencia de sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS), se recomienda establecer un programa de curtailment para la generación renovable, con el objetivo de garantizar, en todo momento, un nivel mínimo aceptable de inercia en el sistema. Asimismo, resulta pertinente evaluar la sostenibilidad de la actual penetración de fuentes renovables sin el respaldo de almacenamiento energético adecuado, particularmente en lo relativo a la regulación rápida de la frecuencia del SENI. En este sentido, se sugiere determinar y ratificar el umbral mínimo de inercia a partir del cual el sistema presenta condiciones de inestabilidad, considerando los niveles actuales de penetración renovable. Este análisis puede realizarse a partir de los datos registrados en los eventos recientes, lo que permitiría establecer criterios técnicos para limitar dicha participación en el predespacho, conforme a lo abordado en el tema 7.



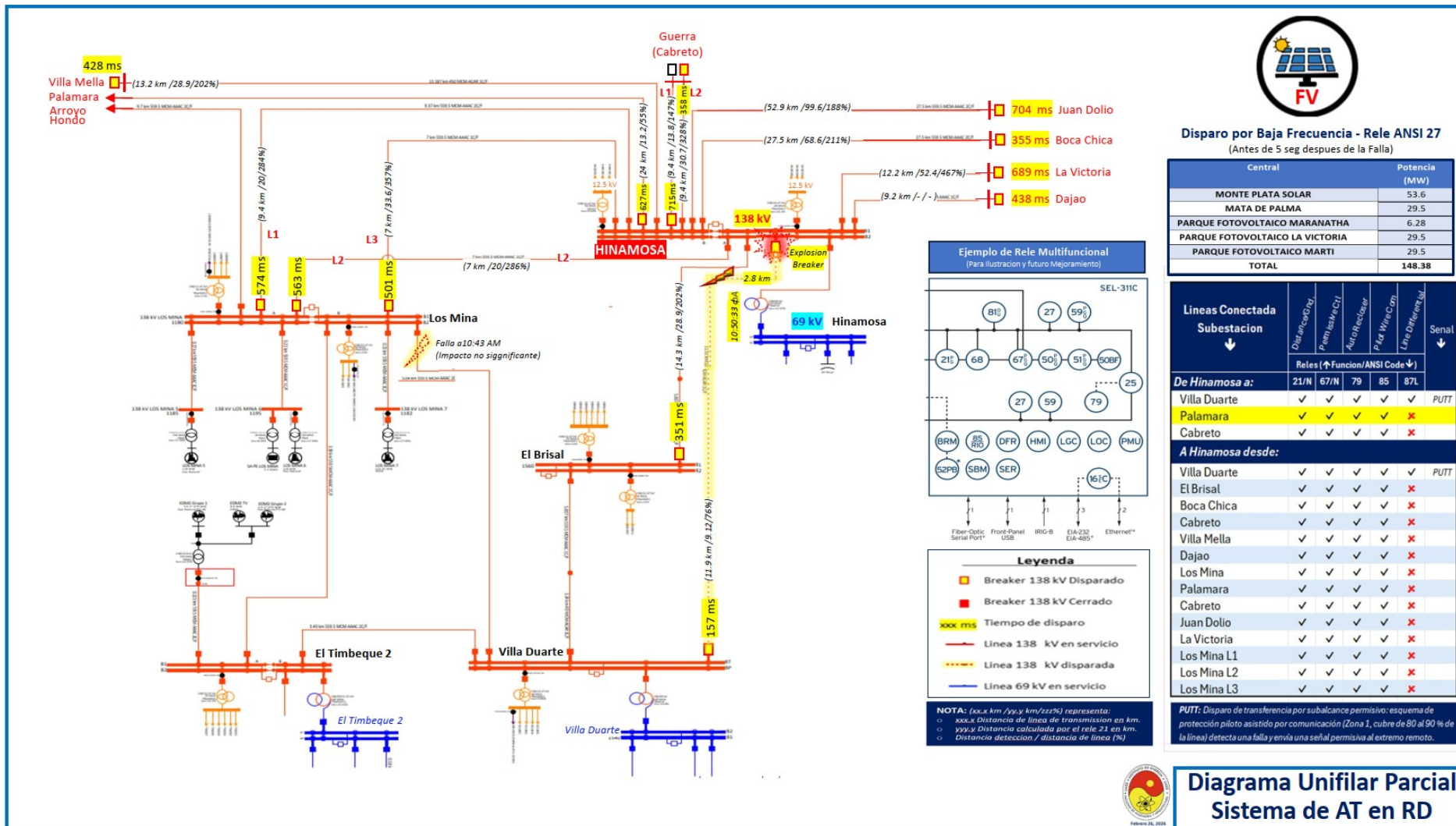
4. Implementar un programa de mantenimiento preventivo en los equipos de alta tensión al igual que capacitación y entrenamiento del personal de O&M.
5. Acelerar la instalación de nuevas líneas para completar un sistema en anillo de alta tensión para aumentar la confiabilidad y flexibilidad operativa y de mantenimiento del SENI.
6. En caso de existir dificultades en realizar los estudios de coordinación por parte de la ETED, contratar una firma especializada que pueda realizar esto en un periodo corto no mayor a seis meses, a fin de descartar esto como causa de otro posible blackout.
7. Realizar un análisis técnico forense sobre la explosión del interruptor SF6 señalado.
8. Mejorar la planificación de la generación. Asegurarse de que la generación de energía sea suficiente para cubrir la demanda, y la reserva rotante requerida para una buena regulación de frecuencia y voltaje.
9. Fomentar la generación distribuida. Promover la generación de energía renovable en pequeña escala para reducir la dependencia de la red centralizada.
10. Modernización del marco normativo actualizando las normas y regulaciones para garantizar la seguridad y estabilidad del sistema.
11. Implementar sistemas de control de tensión más avanzados para prevenir oscilaciones de frecuencia, incluyendo la simulación de gemelo digital.
12. Desarrollar proyectos de almacenamiento de energía para mejorar la estabilidad del sistema.
13. Fortalecer las conexiones eléctricas con otros países para garantizar la seguridad del suministro.
14. Actualizar y ampliar la infraestructura de transmisión y distribución para soportar la creciente demanda de energía.

**Grupo de Investigación sobre Distribución y Transmisión.  
26 de marzo 2026**

Anexo 1: Diagrama Unifilar Zona Afectada  
Anexo2: Vista Aérea de la S/E de Hainamosa

## Anexo 1

### Diagrama Unifilar Zona Afectada





## Anexo 2

### Vista Aérea de la S/E de Hainamosa

