

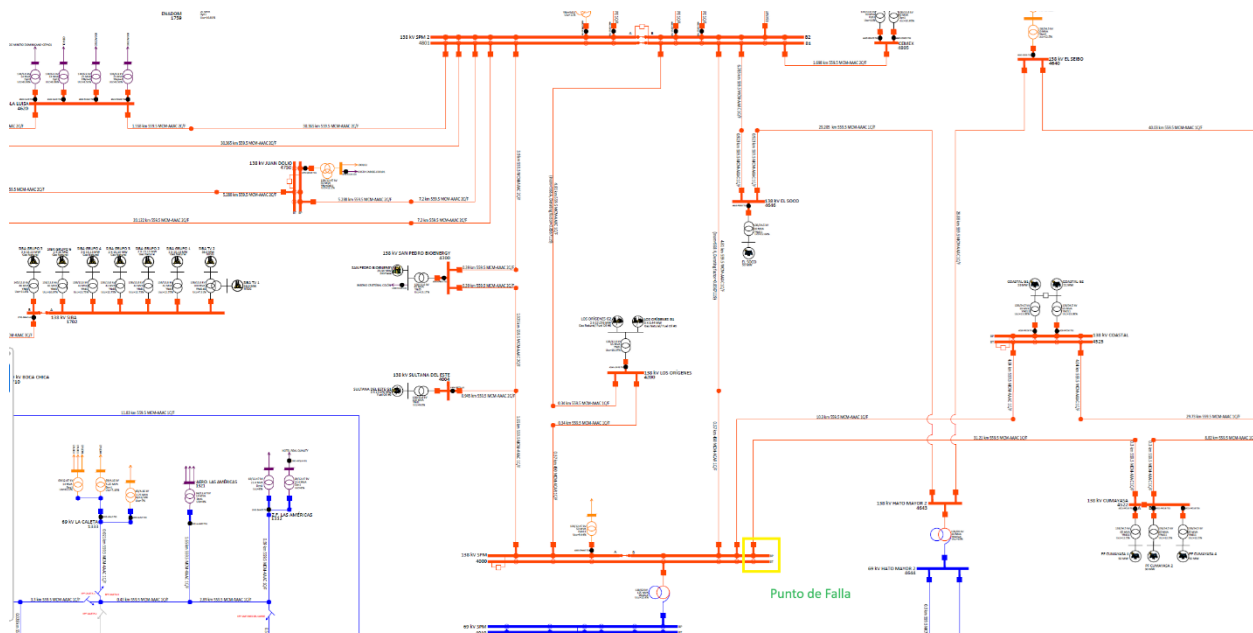
INFORME SOBRE EL APAGÓN GENERAL OCURRIDO EL 11 DE NOVIEMBRE DE 2025:

1. Descripción del evento.

A la hora 13:23:15 del 11 de noviembre de 2025 se produjo una falla en la Subestación 138/69 kV SPM1. Esta situación se originó por la necesidad de realizar una apertura debido al desprendimiento de un aislador en la línea de transmisión SPM1–COASTAL, en un momento que se realizaba un mantenimiento programado de la Empresa de Transmisión en la zona.

Durante la maniobra, el operador ejecutó de forma manual la apertura del seccionador energizado correspondiente a la línea de 138 kV SPM1– CUMAYASA, en lugar del seccionador que debía accionarse para aislar la línea SPM1– COASTAL. Esta operación incorrecta generó un incremento abrupto de la corriente en ese punto y una variación transitoria en la frecuencia del sistema.

Figura 1. Punto de falla.



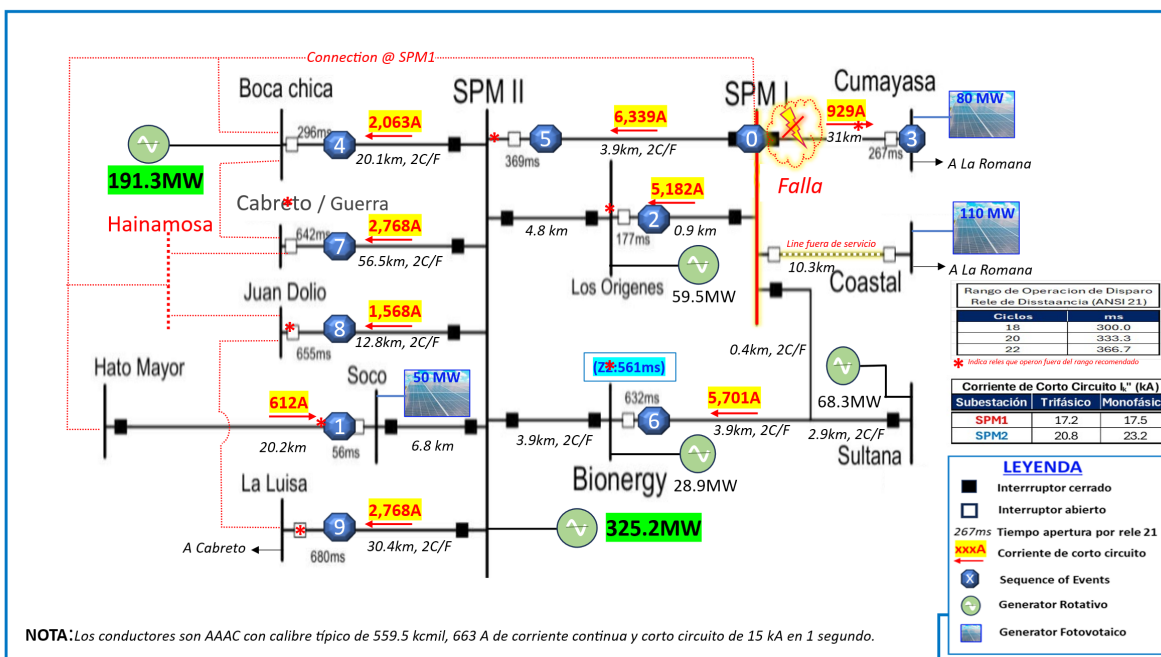
Fuente: Del diagrama unifilar (OC) y la información Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED).

El evento se debió a un error operativo humano y originó una perturbación severa que afectó la estabilidad global del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) provocando finalmente un colapso total del sistema eléctrico nacional, es decir, un apagón general (blackout) a la hora 13:25:16, 2:04 minutos después. En ese momento la generación del SENI era de 2,978 MW, luego del evento cayó a casi 0 MW.

2. Análisis técnico general.

La falla pudo haber sido aislada en la barra de la subestación SPM 1, por la protección diferencial de barras, pero esa subestación no la tiene, no obstante, aún la hubiese tenido podrían no haber actuado por estar la corriente de arco por debajo del ajuste usual de los mismos que es un 150% de la corriente continua. Fuera de ese primer dispositivo de protección pudo ser aislada instantáneamente mediante la apertura coordinada de otros de los interruptores asociados al embarrado afectado, evitando la propagación del disturbio a los generadores conectados a esa subestación SPM 2 y otras más distantes. Las protecciones de las de líneas y barras actuaron entre 3.36 ciclos y 40.80 ciclos (56 a 680 ms), y por lo general las protecciones de los generadores comienzan a desconectarse entre 18 y 20 ciclos (300 a 334 ms), esto indica que la mayoría se dispararon más lento de lo recomendable. Las protecciones de las barras y líneas de SPM1 no detectaron la falla.

Figura 2. Corrientes observadas y orden de actuación relés de distancia.



Fuente: ETED y elaboración IEUASD.

La falla por arco eléctrico no produce altas corrientes, como las que ocurren en un cortocircuito, por lo que deben ser censadas como un cambio de impedancia de la línea por los relés de distancia cercano al punto de falla, si la misma se prolonga más de 31 ciclos. Un análisis más detallado lo veremos en el punto 3.

Si se observa el diagrama unifilar simplificado de la figura 2 esto contribuyó a sacar de línea las plantas conectadas a la subestación SPM 2: CESP (Unidades 1,2,3) y Energas 4; también a BioEnergy. La Sultana del Este y Bersal estaban en ese momento apagadas y la LT El Soco-



Hato Mayor 1 fuera por mantenimiento programado. Esto provoca una disminución de la frecuencia del SENI y se activa Esquema de Deslastre Automático de Carga (EDAC) pues la frecuencia baja a 58.9 Hz. por la salida abrupta de generación de la zona: fotovoltaica 165.06 MW (Cotoperí 72.64; Cumayasa 51.38 y El Soco 41.04 MW) y térmica 264.45MW (CESPM 245.81 y BioEnergy 18.64 MW) para un total de 429.51 MW; pero también se desconectó cargas, unos 258 MW. Ante este evento hubo una primera actuación del Esquema de Deslastre Automático de Cargas (EDAC) que actuó según lo programado sacando cargas por sí solo, al margen de lo anterior.

Esa primera actuación del EDAC evidencia una falla en el ajuste de selectividad y coordinación de los sistemas de protección de las líneas, las unidades generadoras de esa zona y el EDAC, lo cual puede provocar que las plantas salgan por pérdida de tensión en barra de la subestación, antes de producirse el deslastre de carga, o que el deslastre sea desproporcionado para las plantas disponibles en el resto del sistema puedan estabilizar la frecuencia sin problemas operativos internos, al sacar generación y cargas en la zona. Esto parece ser lo que terminó provocando el blackout, pues la perturbación continua luego de aislarse la falla con la coordinación actual. Hubo una segunda actuación del EDAC, causada por desconexión de generación fotovoltaica y otras, que si fue proporcionada. En la figura 4 se muestra los escalones de actuación del EDAC y como actuó ante este evento y en la figura 5 el comportamiento de la frecuencia del SENI

Figura 4: Esquema de actuación del EDAC.

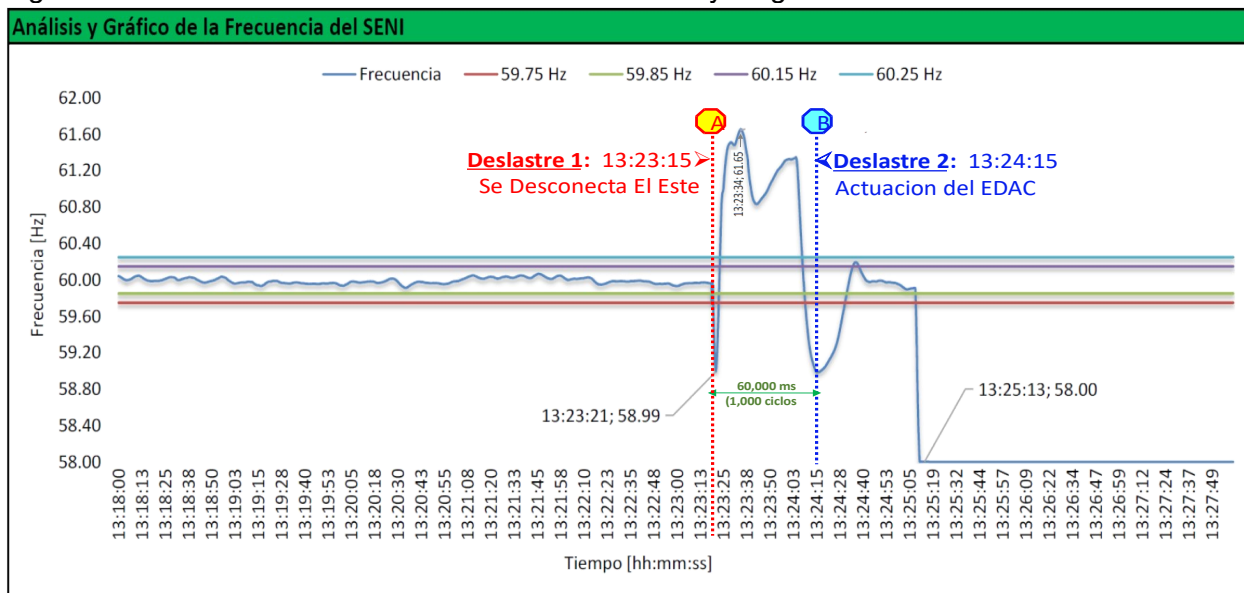
OPERACIÓN DEL ESQUEMA DE DESLASTRE AUTOMÁTICO DE CARGA (EDAC)						
Agentes:	EDENORTE	EDESUR	EDEESTE	DOMICEN	CEMEX	PVDC
Circuitos:	55	39	53	-	-	-
Potencia [MW]:	321.00	243.52	349.24	-	-	-
Escalón	Frecuencia [Hz]	Carga Nominal [MW]	Carga Real [MW]	Porcentaje del escalón actuado [%]	Evaluación	
0	59.3 y 0.6 Hz/s	210	182.48	86.9%	Por debajo	
1	59.3	60	63.05	105.1%	Por encima	
2	59.2	120	89.01	74.2%	Por debajo	
3	59.1	130	122.40	94.2%	Por debajo	
4	59.0	130	130.71	100.5%	Por encima	
5	58.9	100	104.60	104.6%	Por encima	
6	58.8	100	84.72	84.7%	Por debajo	
7	58.7	210	136.79	65.1%	Por debajo	
Total		1,060.00	913.76			
Observaciones: El registro del valor de la frecuencia mínima ocurrida durante este evento alcanzó el séptimo escalón del EDAC. La evaluación de cada escalón está de conformidad al estudio de esquema de rechazo de carga por baja frecuencia del SENI para el año 2024. El agente EDESUR reportó la no actuación del séptimo escalón del EDAC. Al momento de la elaboración del presente informe, las causas del evento se encontraban bajo investigación por las áreas técnicas y departamento de seguridad correspondientes.						

Fuente: Reporte detallado ETED número PE-GGO-01RC1 V. 07

Resulta evidente que se debe mejorar la coordinación de los elementos de protección y entre estos y el EDAC. El EDAC lo coordina el Organismo Coordinador (OC) y lo ejecutan las Empresas Distribuidoras Eléctricas (EDES), y la coordinación de los elementos de protección de la red de transmisión lo coordina y ejecuta la ETED, que administra también el Centro de Control de Energía del SENI. Para ser posible mayor coordinación se requiere automatizar el enlace implementado una red inteligente.

La perturbación se propagó por la red más allá de la subestación de SPM1, afectando la subestación SPM2 y sus líneas asociadas. En un tiempo muy corto (680 milisegundos) después del arco lejos del punto donde ocurrió, se habían sacado del SENI sin necesidad casi todas de las líneas que interconectan la subestación de SPM1 y SPM2: LT138kv Sultana del Este-San Pedro Bionergy-SPM; LT 138kv El Soco-Hato Mayor 2; LT138kv Cabreto-SPM2; LT 138kv SPM2-SPM1; LT138kv Los Orígenes-SPM1; LT138kv Cumayasa-SPM1; LT138kv Juan Dolio-SPM2; LT 138kv Boca Chica-SPM2; LT 138kv La Luisa-SPM2.

Figura 5. Variación de la frecuencia durante el evento y luego de aislado el mismo.



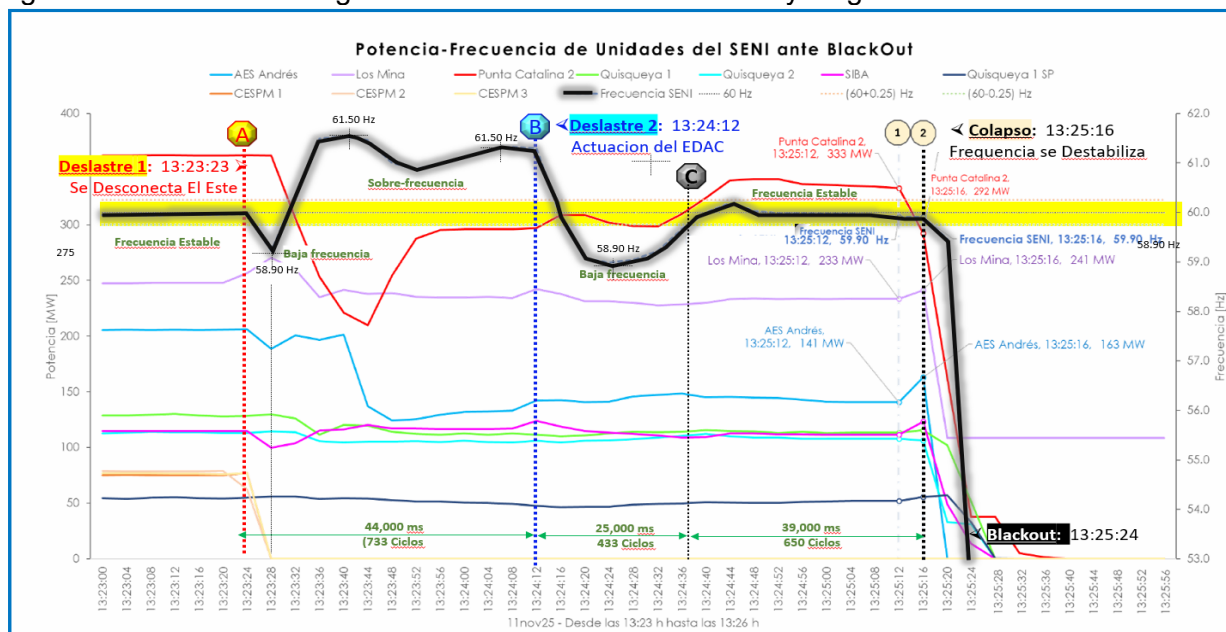
Fuente: ETED, IEUASD.

La actuación del EDAC llega a sacar hasta 913.76 MW en dos actuaciones con la desconexión de 147 circuitos de distribución, una acción desproporcionada en la primera actuación, pues también se había sacado casi toda la carga del Este por las protecciones de líneas.

Ese deslastre del EDAC unido al hecho por los relés de distancia provocan un aumento abrupto de la frecuencia del resto que queda del SENI, que llega a 61.64 Hz, luego sale por la variación de frecuencia y voltaje generación fotovoltaica en el resto del SENI, lo cual provoca una nueva caída de frecuencia que llega a 59.36 Hz. En la primera actuación para regular la frecuencia las plantas de generación térmica, no afectadas directamente por la falla, actúan rechazando carga y luego toman carga y eso se repite otra vez de manera extrema (58.98 a 61.26 Hz) y entre esas otras tres menores. La regulación recayó en las plantas térmicas al no existir Almacenamiento de Energía y fundamentalmente en la planta Punta Calina 2, pues la Punta Catalina 1 estaba fuera de servicio, contribuye en esa regulación la planta de AES Andrés, las otras plantas térmicas en línea no contribuyeron en esa regulación de frecuencia, pues no estaban programadas para regulación ese día.

Esto se puede apreciar en la figura 6, donde se muestran las principales plantas que quedaron en línea y sus actuaciones: PC2, AES Andrés, Los Mina, Quisqueya 1 y 2. El Centro de Control de Energía es quien debió actuar y reaccionar ante la magnitud del evento, pero para ello requería automatismo y contar con almacenamiento.

Figura 6 Actuación de las generadoras térmicas ante la falla y luego de esta.



Fuente: Central Punta Catalina, IEUASD.

Al momento de ocurrir el evento se tenía en línea mucha generación fotovoltaica, cerca del 40 % de la generación total, y si bien esas fuentes no aportan inercia, ni potencia de reserva primaria, no se puede achacar el colapso del sistema solo a ellas en esta ocasión, aunque si contribuyeron sin lugar a duda a la pérdida de sincronismo generalizada momentos después del evento, y luego del mismo, con la desconexión de algunas por las fluctuaciones de voltaje y frecuencias derivadas de la falla.

La Planta Punta Catalina 2 actúa para estabilizar el sistema por unos 2 minutos como se puede apreciar en la figura 6, pero se disparó por bajo nivel de agua en el domo superior de la caldera, provocado por situaciones de acciones opuestas, la primera bajada de la frecuencia a 59.22 Hz, que obliga a una máxima toma de carga, seguida de un aumento de frecuencia a 61.43 Hz que obliga a un rechazo de potencia de 173.16 MW, bajando de 360 MW a 206.76 MW de manera abrupta, esto implica una disminución del consumo de vapor con lo que el nivel de agua sube en el domo y se debe disminuir el flujo de agua de alimentación, luego ocurre una nueva bajada de frecuencia a 59.36Hz que implica tener que subir la potencia aumentando el consumo de vapor, volviendo a bajar el nivel del agua en el Domo, se logra estabilizar la frecuencia a 59.98 Hz y también la carga, se activa la tercera bomba de alimentación, está en proceso de arranque, pero eso toma unos 62 segundos, ante de que haya completado ese proceso el nivel llega al mínimo de disparo y sale PC2. La planta AES Andrés intenta sostener el Sistema, pero excede su capacidad y sale también, y con ellas las demás plantas al no poder



mantener la frecuencia y voltaje del SENI. Se produce en ese momento el blackout.

De acuerdo con la información recabada si la unidad PC1 hubiese estado disponible, actuando en paralelo con la PC2, se podría haber estabilizado lo que quedaba del SENI, unos 2480 MW de los 2900 MW que se generaban al momento de producirse el arco eléctrico en la seccionadora de la subestación SPM1, un 85 % de la generación anterior a la falla. De igual manera si no se hubiese producido una sobreactuación del EDAC, derivada de la carencia de coordinación con la actuación de los relés de distancia en la red de transmisión, la acción de rechazo de carga de la planta PC2 no hubiese sido menor, sin exceder los límites operacionales de la misma, pudiéndose haber controlado la frecuencia del SENI sin llegar a producirse el Blackout.

La baja inercia del sistema y la insuficiente capacidad de control dinámico de voltaje y potencia reactiva desbordando la capacidad de regulación de las plantas térmicas en línea. La falla, que debió ser limpiada en la subestación SPM1, y no fuera de ella, provocó que el disturbio se propagara por el resto del SENI, sacando plantas, cargas y líneas sin necesidad.

Por otro lado, se puede alegar que la salida inicial de unos 430 MW de generación no representa una condición que justifique el colapso del sistema, ya que en eventos previos se han manejado pérdidas superiores a 1400 MW, sin que se produjera un apagón total.

Sin embargo, esto es cuestionable, pues no depende solo del tamaño de la pérdida, sino del estado dinámico del sistema, la inercia efectiva y las reservas primarias activas. Con 40 % solar, una salida de 430 MW puede ser catastrófica, si no hay respuesta inercial suficiente, y si además se disparan otras máquinas térmicas, por falta de capacidad para lidiar con los transitorios de carga reactiva. Muchas generadoras fotovoltaicas en vez de regular se salieron, creando una segunda actuación del EDAC antes de que las térmicas actuantes logran estabilizar la frecuencia por unos 33 segundos. Si la misma falla hubiese ocurrido de noche no se produce el apagón general (blackout), con las mismas actuaciones del EDAC. El análisis final sobre esto le corresponde, y debe ser realizado, por el Organismo Coordinador del SENI.

En varias ocasiones el IEUASD ha sugerido la instalación de Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB, o BESS) para obtener una respuesta rápida en la regulación de frecuencia, algo que entendemos debe ser realizada por ETED. Habíamos sugerido 300 MW para el 2025: 100 MW en la subestación del 15 de Azua, 100 MW en la de Cabreto, muy cerca de donde ocurrió este evento, y otros 100 MW en la subestación de Navarrete.

El registro de la frecuencia del SENI, cuya información está disponible, muestra una caída brusca de la misma, y un intento de recuperación de aproximadamente dos minutos y una nueva caída a cero, antes se produjo un aumento de la frecuencia debido a la desconexión de la carga conectada a la subestación SPM 1. Este patrón es característico de sistemas con alta penetración de generadores de baja inercia, como los fotovoltaicos.

Se observa que la Unidad 2 de Punta Catalina realizó un esfuerzo significativo para estabilizar el sistema durante ese tiempo, pero no logró sostenerlo, pues el evento excedió su capacidad de respuesta. Esto sugiere que, de haber estado ambas unidades en operación, el colapso probablemente se habría evitado, y con haber contado con inercia sintética.



El Centro de Control de Energía del SENI contó con una ventana de tiempo para actuar y mitigar el evento ordenando que otras de las plantas en línea ayudaran en el control de la frecuencia del SENI, pero la velocidad del deterioro superó los protocolos establecidos y la capacidad de respuesta del sistema con la infraestructura actualmente disponible en el SENI. Por ello, la incorporación de BESS no es solo recomendable, sino muy necesaria para fortalecer la estabilidad operativa del sistema eléctrico nacional en la actualidad.

Composición de la Generación en MW antes y después del evento antes de blackout

	Antes	Después*
Fotovoltaica	999.66	834.60
Eólica	113.92	119.68
Hidroeléctrica	74.62	68.86
Térmica	1720.91	1456.46
Total	2909.11	2479.60
1.Diferencia Generación		429.51
2.Deslastre final de carga por el EDAC		913.76
3.Deslastre carga provocado por relés **		257.93
4.Balance Cargas Generación*** (1-3)		171.61
5.Generación fotovoltaica y otras salidas fuera zona		169.49
6.Diferencia generación final (1+5)		599.00
7.Estimación sobre actuación EDAC****		326.11

* De 680 ms hasta el blackout ocurrido 123.39 s.

**Cargas sacadas entre 56ms y 680 ms: Asociadas a línea de 69 kv SPM1; Hato Mayor; Seibo; Romana; Higüey; Cemex y otros.

*** Salida de generación que afectaba realmente el balance oferta y demanda del resto del SENI.

**** Parte de esta generación salió durante las fluctuaciones posteriores al evento, encima de los 680 ms.

***** Tomado del informe del deslastres de escalones del EDAC.

El EDAC solo ve frecuencia y sus ajustes son predeterminados por el Centro de Control de energía, luego actuó sin tener información de la carga que ya se había desconectado por la actuación de los relés de protección de las líneas, en una primera actuación saca 593.94 MW, sin necesidad unos 326.11 MW, esto disparó la frecuencia a 61.43 Hz, y obligando a un rechazo de carga en PC2 y en AES Andrés, siendo en PC2 extremo, originando la situación que se describió anteriormente. Luego ocurrió una segunda perturbación donde el EDAC saca 319.78 MW correctamente, pues regula lo que estaba realmente en línea en ese momento, la frecuencia baja a 58.98 Hz y sube a 61.26 Hz.

Nos falta información para hacer un análisis más detallado (fue solicitada al OC pero a la fecha no la hemos recibido), pero con la disponible se puede inferir lo sucedido respecto a la coordinación entre los elementos de protección y el EDAC y las posibilidades de regular frecuencia con lo disponible en la red, esto disparó la frecuencia 61.43 Hz, obligando a un rechazo de carga en PC2 y en AES Andrés, siendo en PC2 extremo, originando la situación que se describió anteriormente. El análisis final detallado le corresponde realizarlo al Organismo Coordinador del SENI.



3. Análisis técnico del arco eléctrico y las corrientes de cortocircuito.

Evaluando el arco ocurrido en la seccionadora ubicada de la subestación SPM1 que conecta la línea con Cumayasa y su entorno obtenemos lo que se resumen en la tabla 1.

Tabla 1.

Parametros Basicos de Lineas & Substaciones de 138 kV Impactados por Falla en S/E SPM-1										
De Subestacion	A Subestacion	Disparo Rle (21) ¹		Distancia (km)	Corrientes			Gen. Instalado (MW)	Typo Gen	Comentario
		(ms)	(Ciclos)		Max.(A) ²	CC.(A) ³	(%)			
SPM1	Coastal	Abierto	Abierto	10.8	663			110.0	Solar	Linea abierta 3:23:18
	Cumayasa	267	16.02	31.21	663	929	5	130.0	Solar	Falla en SPM al abrir cuchilla errada con carga
	Los Origenes	177	10.62	0.91	663	5,182	30	59.5	Gas/FO	
	Bioenergy/Sultana	561	33.66	3.90	1326	5,701	33	28.9	Biomasa	Tiempo Z2
	SPM2	632	37.92	2.87	1326			68.3	FO	Tiempo Interruptor
SPM2	SPM2	639	38.34	5.37	1326	6,339	37	325.2	Gas/FO	Incluye 3X100*4*6.3 Bersal
	Cabreto/Guerra	642	38.52	54.37	1326	2,768	13		318.12	AES Andres/ Interconction S/E a Cabreto
	Juan Dolio	655	39.30	13.08	1326	1,568	8			
	Boca Chica	296	17.76	20.12	1326	2,063	10	191.3	Gas	L0.345 km línea de Gen SIBA a Boca Chica.
	Soco/Hato Mayor	56	3.36	6.79	663	612	3	50.0	Solar	Impedancia minima
				29.05						
	La Luisa	680	40.80	29.84	1326	2,224	11			
	Promedio	460.5	27.63			3042.9	17	963.2	TOTAL	MW Capacidad total Instalada. Gen en operacion ?
	Minimo	56	3.36	198		612	3	673.2	Termica	70%
	Maximo	680	40.8			6339	37	290.0	Solar	30%

Fuente: Elaborado por IEUASD

La corriente del arco fue de unos 929 Amperes muy por debajo de las corrientes de cortocircuito y menos de los ajustes normales de disparos de los relés de sobrecorrientes de ahí la dificultad para que esos dispositivos actuaran ante el arco, por eso debieron actuar los relés de distancia, pero solo los de las líneas SPM2-SPM1, Los Orígenes-SPM1 y Bionergy-. SPM1, la Sultana del Este estaba fuera de servicio. Un arco se extingue por sí mismo en 1.5 segundos en promedio.

El disyuntor (tipo seccionadora) no está diseñado para interrumpir corrientes con carga. El resultado de abrir una seccionadora energizada es de crear un peligroso arco eléctrico que pone en peligro vidas y dañar propiedades en la subestación. Las características de este arco proporcionan alta impedancia con relativa a bajas corrientes que le resultan difícil de detectar a los relés de protección. Las corrientes de cortocircuito disponibles en las subestaciones SPM1 y SPM2 se muestran en la tabla 2, como se pueden observar son muy superiores a las observadas en este evento, y que se mostraron en la figura 2, al igual de lo comentado en el párrafo anterior.

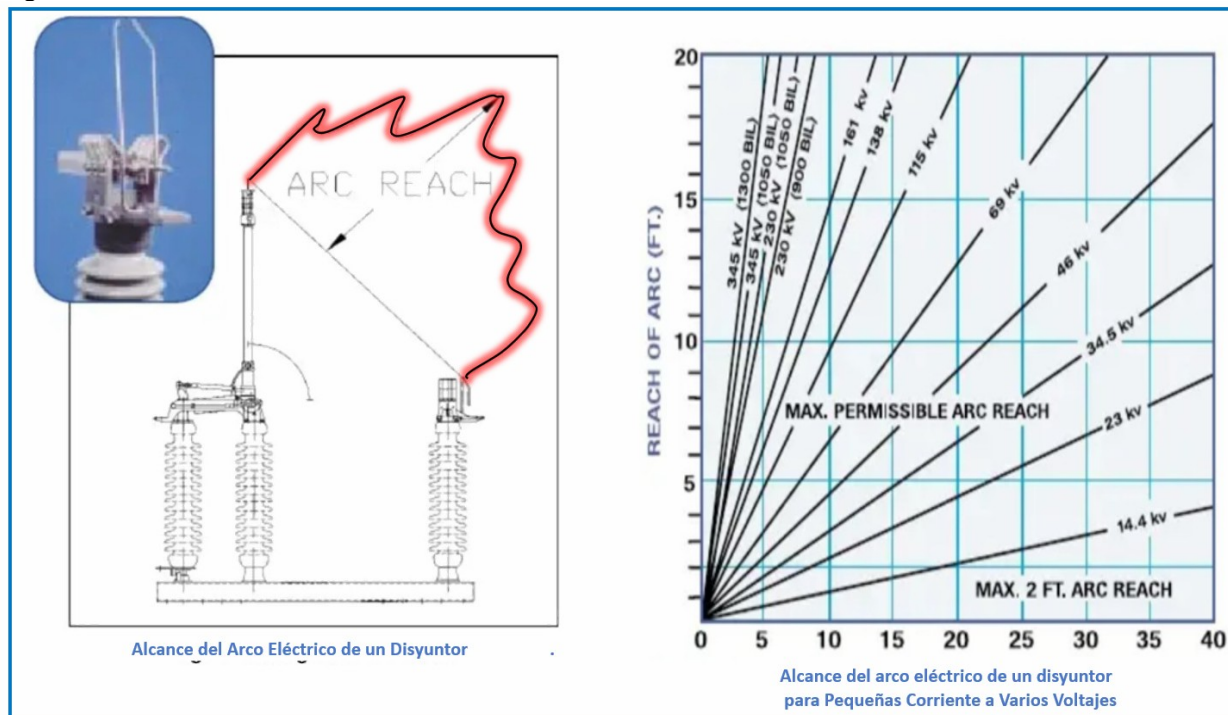
Los disyuntores, o seccionadoras, están expuestos a generar arcos eléctricos aun con baja corriente. El alcance del arco debe considerarse para el espaciado de fases y la distancia a tierra, requiriendo potencialmente un mínimo de 100 cm. Los interruptores requieren un espaciado de fases mayor que los seccionadores para reducir las fallas entre fases.

Tabla 2. Corrientes de Cortocircuito resumen de datos ETED.

Corriente de Corto Circuito I _k " (kA)		
Subestación	Trifásico	Monofásico
SPM1	17.2	17.5
SPM2	20.8	23.2

La figura 7 proporciona datos específicos sobre el alcance del arco y el espaciado de fases para diversas corrientes y voltajes.

Figura 7: Arco eléctrico



Fuente: ABB

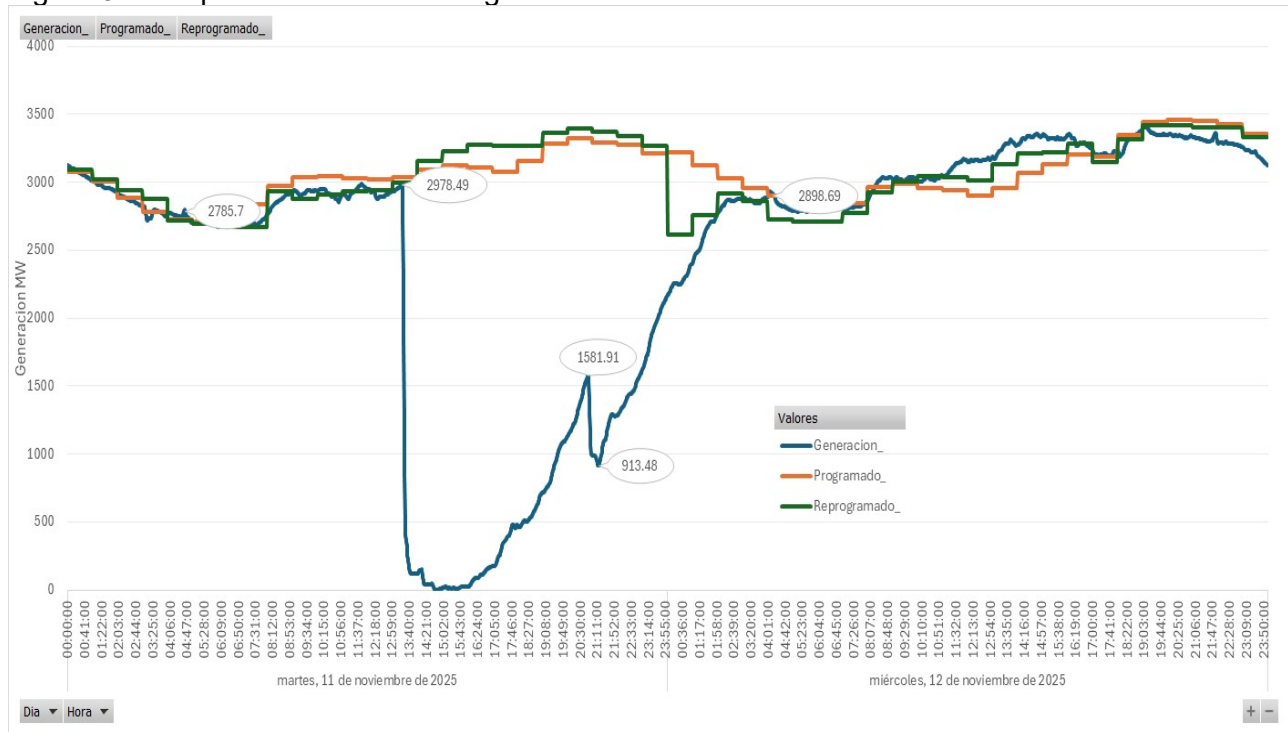
4. Recuperación del sistema.

El evento inició a las 13:23, a la hora 18:00 el SENI había alcanzado un 25 % de la demanda abastecida, aunque se puede alegar que la recuperación del sistema fue lenta en la fase inicial, la práctica demuestra que no se debe apresurar el incremento de la generación y demanda del sistema en el proceso inicial de recuperación sin el riesgo de un nuevo apagón general, con sus consecuencias, una mayor duración en el proceso de recuperación.

Ya para la hora 24:00 del 11 de noviembre se tenía el 62% del Sistema recuperado, y para las 4:00 del 12 de noviembre casi totalmente recuperado, alcanzando una generación similar a la del día anterior a la misma hora, unos 2,894 MW. En consecuencia, consideramos que el tiempo de recuperación del evento fue excelente, sin retrocesos significativos durante la recuperación. El personal técnico a cargo de la restauración del sistema actuó con un alto nivel de profesionalismo. En la figura 8 se muestra la recuperación del SENI luego del evento.

Como este tipo de falla ocurre actualmente con muy poca frecuencia en el SENI, la actuación ante este tipo de eventos debe refrescarse periódicamente, repasando los protocolos operativos en entrenamientos al personal técnico.

Figura 8. Recuperación del SENI luego del evento.



Fuente: Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado



5. Conclusiones

- I. El evento confirma la fortaleza del sistema de transmisión del SENI, considerando que no se había registrado un apagón general (blackout) desde el 17 de mayo de 2015. Esta estabilidad sostenida se debe, en gran medida, al adecuado funcionamiento del Esquema de Deslastre Automático de Carga (EDAC).
- II. El colapso del SENI tuvo su origen en una maniobra operativa incorrecta en la Subestación SPM 1, situación agravada por la actuación inadecuada de los elementos de protección. La responsabilidad de lo ocurrido recae por eso en la ETED. Sin embargo, del apagón general no se produce por esto.
- III. A pesar de la capacidad y robustez actual del sistema de transmisión, el evento evidenció algunas deficiencias en la coordinación entre las protecciones de las líneas de transmisión y la generación, de los mecanismos de control de frecuencia en plantas de generación y el EDAC. La falta de coordinación pudo provocar desconexiones no selectivas y la salida inesperada de varias plantas vinculadas a la Subestación SPM 2 y luego otras del SENI distantes del punto de falla, que no debieron desconectarse. Esta descoordinación amplificó el evento. Debe existir una estrecha vinculación entre el OC, las EDES y la ETED en lo relativo a los sistemas de protección a todo lo largo de la red eléctrica.
- IV. En este caso fue determinante la falta de vinculación del EDAC con las actuaciones de otros elementos de desconexión como los relés de distancia, que también por efecto secundario de su accionamiento sacan cargas. Esto produjo una sobreactuación del EDAC en su primera actuación que condujo a un rechazo de carga extremo en la principal planta que entra a regular la frecuencia del SENI, PC2. También en menor grado afectó a AES Andrés.
- V. La Central Térmica de Punta Catalina fue esencial para la regulación de la frecuencia del SENI, como se evidenció en este evento, por lo que debe mantenerse siempre despachada cerca de su capacidad nominal. Pero por sí sola no puede estabilizar la frecuencia del SENI en eventos como el ocurrido, sin la ayuda de BESS, cuando la participación de la fotovoltaica es superior al 28%.
- VI. La alta participación de la energía fotovoltaica sin soporte inercial redujo la estabilidad dinámica del sistema. En eventos similares anteriores no colapsó el sistema por la baja, o nula, participación de la fotovoltaica al momento de su ocurrencia.
- VII. Es indispensable una revisión integral de los esquemas de protección, protocolos de maniobra y planes de restauración (Black Start) para fortalecer la resiliencia del SENI. En un primer momento se notó cierta falta de coordinación con las unidades generadoras con capacidad de arranque en negro (Black Start).



6. Recomendaciones técnicas

1. Revisar y coordinar los ajustes del Esquema de Deslastre Automático de Carga (EDAC), junto con los relés de distancia y las protecciones de las plantas generadoras, para garantizar que actúen de forma selectiva y coherente ante cualquier perturbación. Junto a esto Implementar soluciones de compensación dinámica, de potencia reactiva en las redes de media tensión, para mejorar la calidad de la energía y la estabilidad del sistema. En esto deben trabajar de manera conjuntas el OC, Las EDES y la ETED.
2. Instalar registradoras digitales de fallas (DRF) en todas las subestaciones y generadores. En los generadores colocarlos en las líneas donde inyectan a la red de ETED.
3. Optimizar la integración de las energías renovables mediante la incorporación de sistemas de almacenamiento (SAEB o BESS), los cuales permiten añadir control inercial sintético y otros servicios complementarios esenciales para estabilizar la frecuencia y fortalecer la operación del sistema eléctrico.
4. Fortalecer la capacitación del personal operativo con programas certificados de operación segura, simulación de contingencias eléctricas y evaluación periódica de competencias. Los protocolos y procedimientos de operación deben ser revisados y actualizados.
5. Mantener actualizada la identificación física de los equipos y dispositivos en las subestaciones, a fin de minimizar errores humanos durante maniobras manuales.
6. Actualizar y validar de manera periódica los procedimientos de arranque en negro (Black Start), realizando pruebas coordinadas entre los generadores capaces de reiniciar el sistema y el Centro de Control.
7. Revisar íntegramente la coordinación de las protecciones y sistemas de control de las subestaciones del SENI, garantizando una actuación oportuna y coordinada ante fallas.

Grupo de Investigación sobre Distribución y Transmisión.

25 de noviembre 2025