

# Informe Apagon General 11 Nov 2025

13:23:15

1

Descripcion del Evento

2

Analisis Tecnico General

3

Analisis del Arco Electrico  
Corriente de

Corto Circuito

4

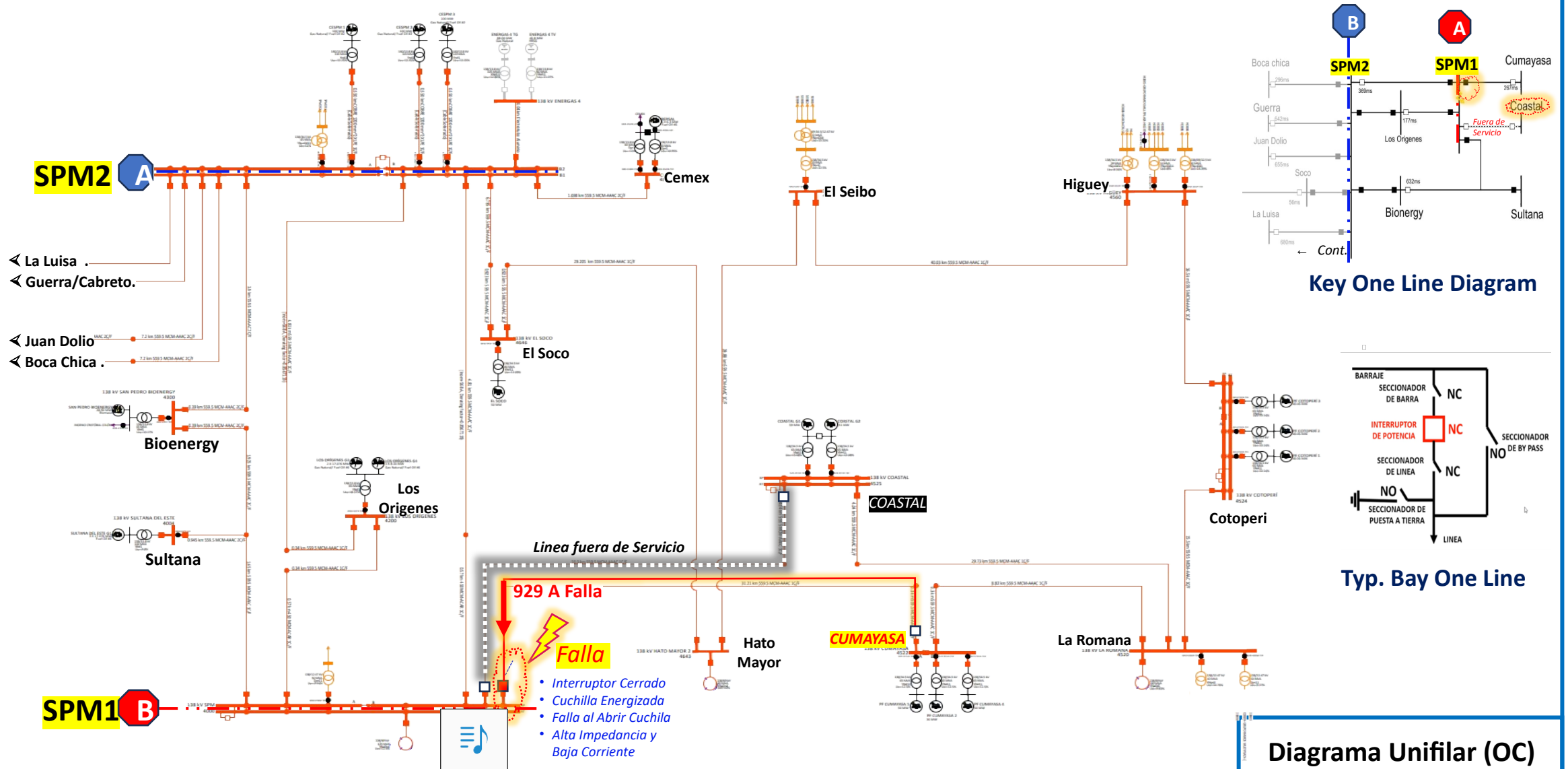
Recuperacion  
Del Sistema Electrico

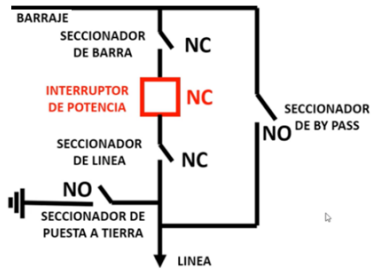
5

Conclusiones y  
Recomendaciones



# ERROR OPERATIVO HUMANO: El evento se debió a un error operativo humano y originó una perturbación severa que afectó la estabilidad global del SENI provocando finalmente un colapso total del sistema eléctrico nacional (blackout).





Disyuntores

Disyuntores



138 kV SPM-1



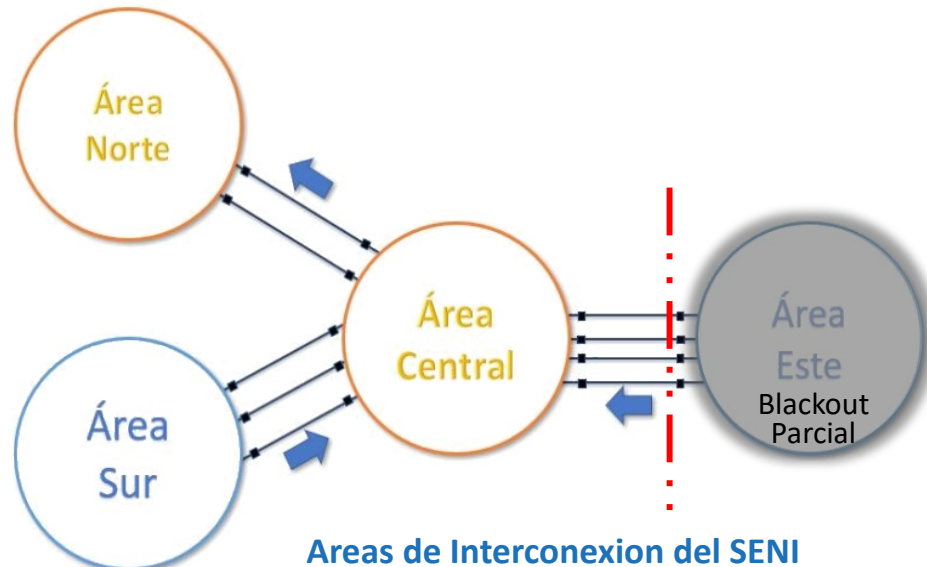
**Paneles de P&C - SPM1**

## 2. Analisis Tecnico General

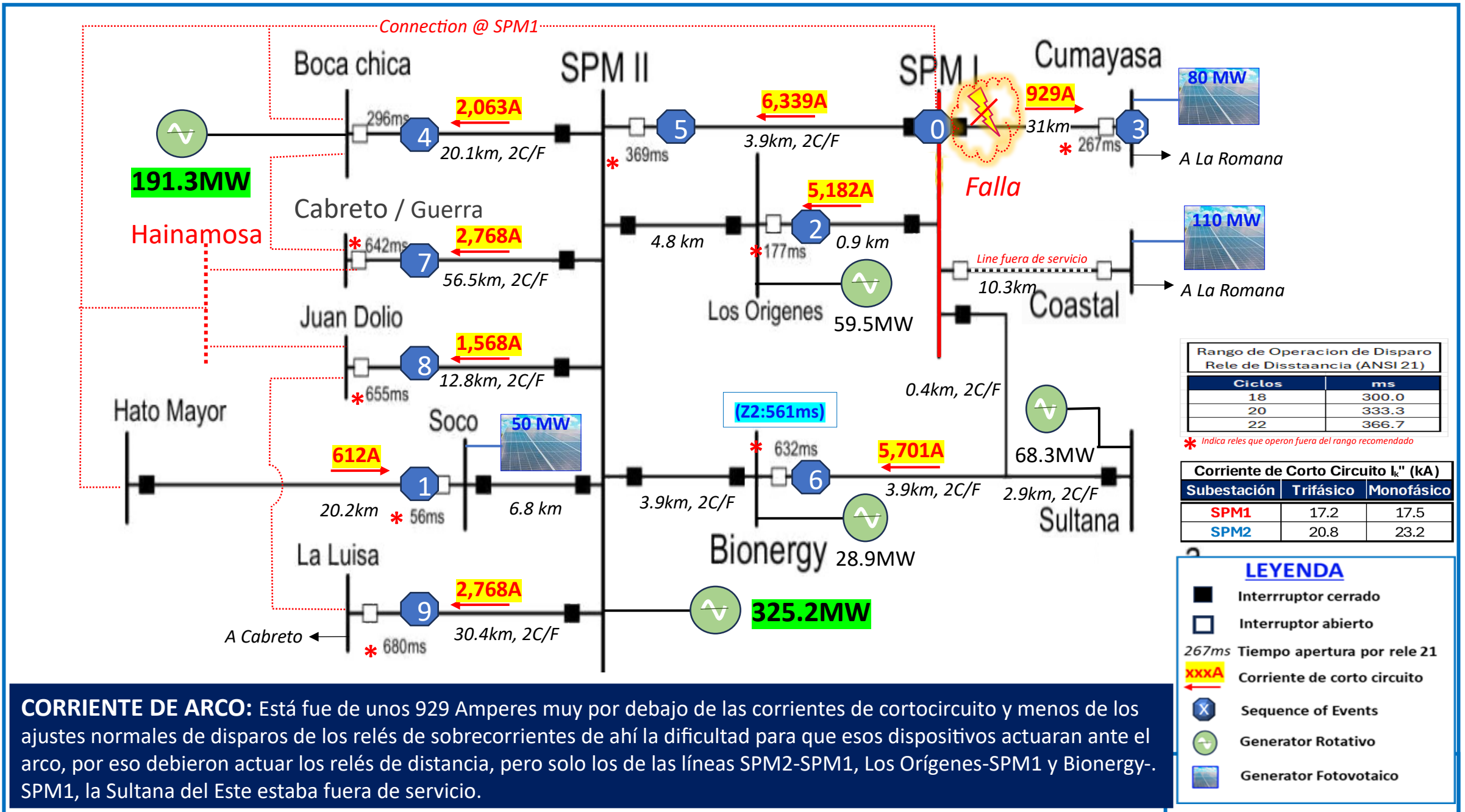
## 2. Análisis técnico general.

La falla pudo haber sido aislada en la barra de la subestación SPM1:

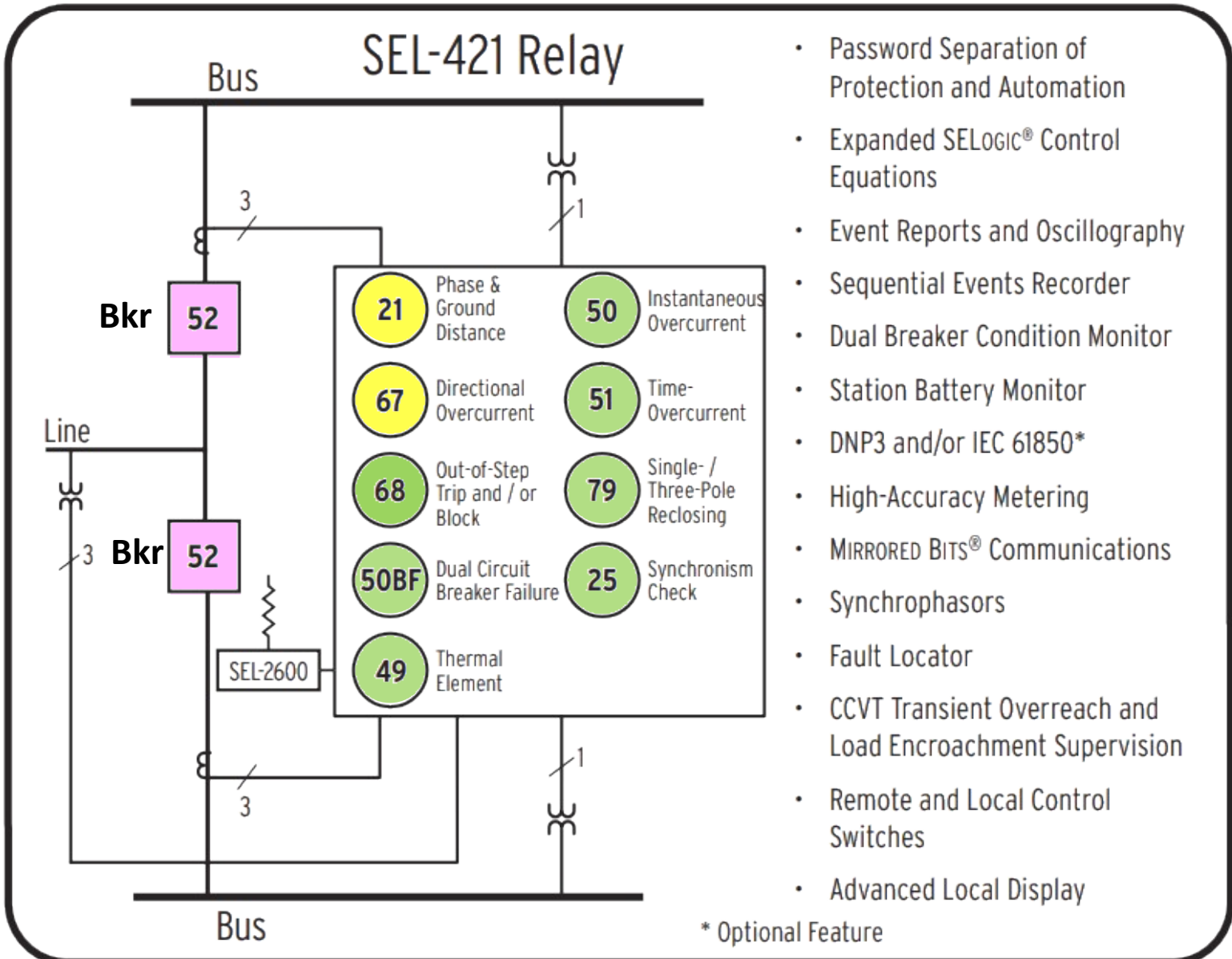
- Por la protección diferencial de barras, pero esa subestación no la tiene.
- Aún la hubiese tenido podrían no haber actuado por estar la corriente de arco por debajo del ajuste usual de los mismos
- Relés de sobrecorriente generalmente se ajustan a un 150% de la corriente continua y probablemente tampoco se detectarían.



- Fuera de ese primer dispositivo de protección pudo ser aislada instantáneamente mediante la apertura coordinada de otros de los interruptores asociados al embarrado afectado
- Eso pudo evitar 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 y 40.80 ciclos (56 a 680 ms).
- 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 de los relés actuaron mas rápido de lo recomendable.
- Las protecciones de las barras y líneas de SPM1 no detectaron la falla.
- Las fallas de arco eléctrico no produce alta corriente como ocurre en cortocircuito normal.
- *Un análisis mas detallado se presenta en el punto 3*



**CORRIENTE DE ARCO:** Está 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.



- Password Separation of Protection and Automation
- Expanded SELogic® Control Equations
- Event Reports and Oscillography
- Sequential Events Recorder
- Dual Breaker Condition Monitor
- Station Battery Monitor
- DNP3 and/or IEC 61850\*
- High-Accuracy Metering
- MIRRORING BITS® Communications
- Synchrophasors
- Fault Locator
- CCVT Transient Overreach and Load Encroachment Supervision
- Remote and Local Control Switches
- Advanced Local Display

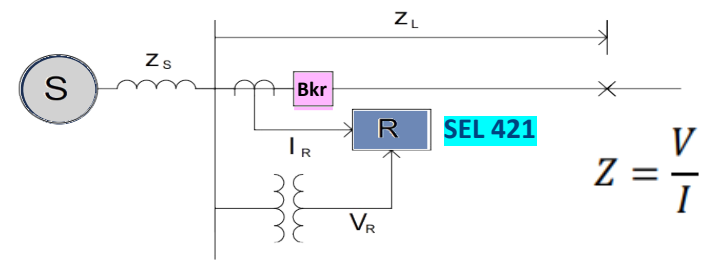
\* Optional Feature

Figure 1 Functional Diagram

LEYENDA: ● Funcion Desactivada ● Funcion no desactivada

## SEL SEL-421 Protection and Automation System

High-Speed Line Protection, Automation, and Control System

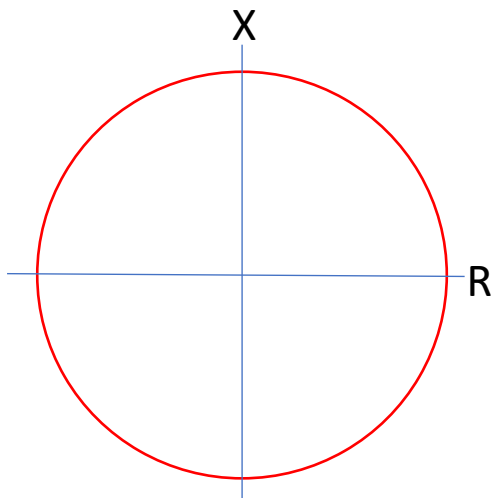
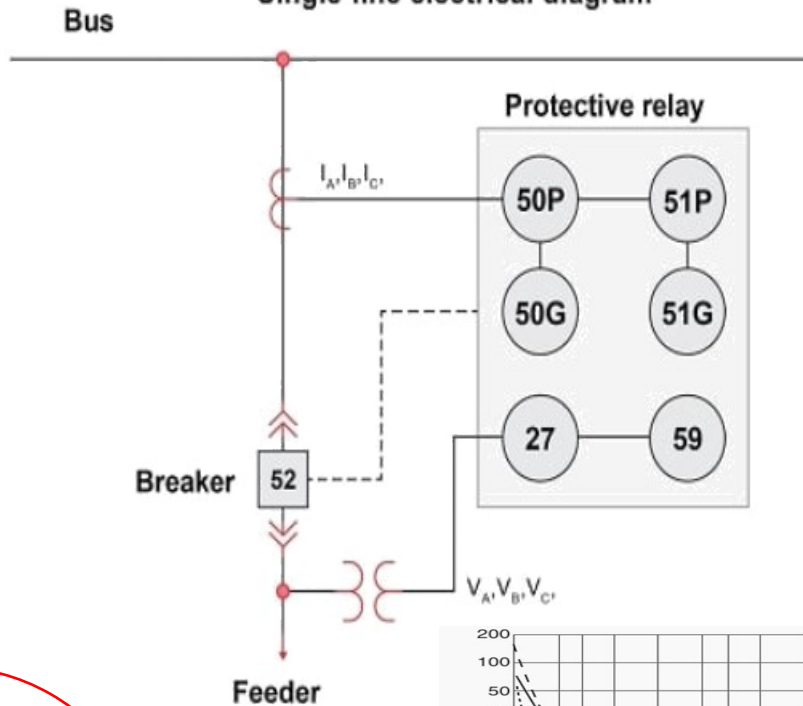


- Esquema de protección de un relevador de distancia.

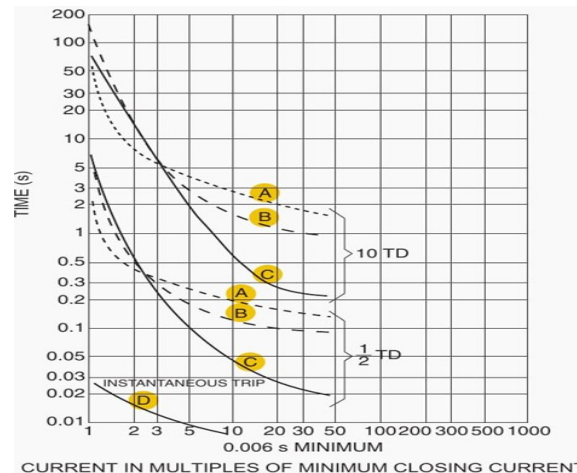
- Protección de distancia
- Protección de sobrecorriente direccional
- Bloqueo por falla fuera de su zona
- Protección por falla del interruptor
- Protección por sobrecorriente instantáneo
- Protección por sobrecorriente con retardo de tiempo
- Esquema de recierre automático y manual
- Supervisión de sincronismo
- Protección de líneas con compensación serie

**Relevador Instalado**

Single-line electrical diagram



NOTA: Voltage se assume constante



## Reles de sobrecorriente (ANSI 50/51)

NERC Standard PRC-023 requires that overcurrent relays on transmission lines not operate at or below 150% of the highest seasonal 4-hour facility rating or 115% of the highest seasonal 15-minute facility rating. This is to ensure relays don't trip during normal or even emergency overload conditions that are within acceptable system limits.

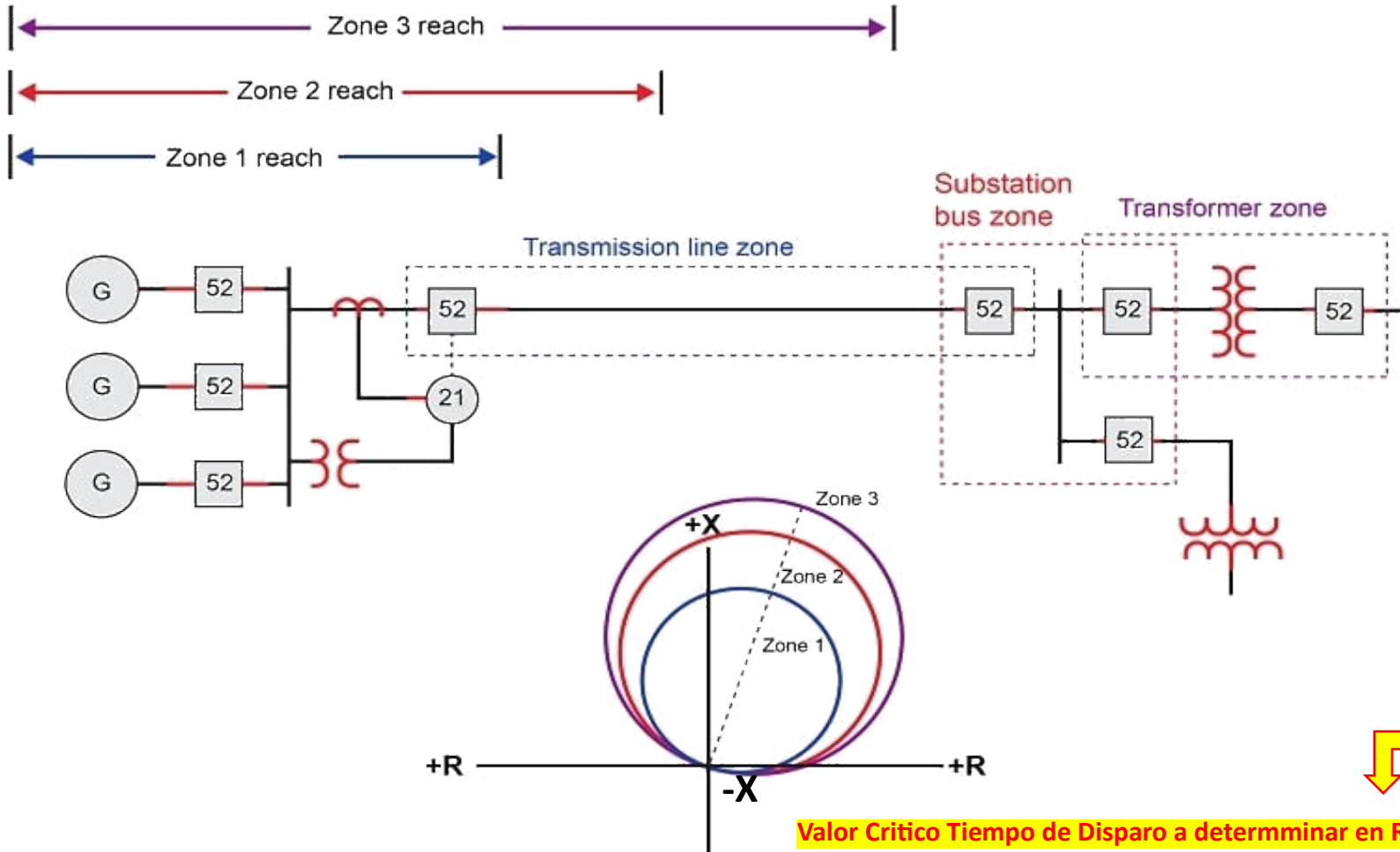
- **150% of the highest seasonal 4-hour rating:** This applies to the general thermal loadability of the transmission line over a four-hour period.
- **115% of the highest seasonal 15-minute rating:** This applies when a specific 15-minute rating has been calculated and published for real-time operations.
- **Maximum theoretical power transfer capability:** In some cases, the relays may also be set to not operate at or below 115% of the maximum theoretical power transfer capability, as detailed in the standard.
- **Purpose:** The goal is to ensure that the protective relay settings do not limit the ability of the system to carry load and that they do not interfere with the operator's ability to manage system reliability during fault conditions.

The protective characteristic of the overcurrent relay, in terms of the impedance diagram, is a circle, assuming a constant voltage, with the relay located at the origin of the R-X coordinate diagram (see Figure 12-2). The relay operates on the simple magnitude of current passing through it according to the settings applied to the relay.

The overcurrent relay may be the simplest relay in concept to use. When the current exceeds the setting value, it causes a trip. Complications in applying the relay may occur when the system does not provide adequate differentiation between current values, such as between short lines on a system with high fault current duties. When a number of overcurrent relays are used sequentially in a circuit, the trip delay times may become excessive.

X

## Reie -Marco Teorico



## RELE DE DISTANCIA

Un relé de distancia opera en una subestación **midiendo la impedancia de una línea de transmisión para detectar fallas**. Funciona comparando el voltaje y la corriente medidos a través de transformadores de potencial (TP) y corriente (TC) para calcular la impedancia ( $Z$ ). Si la impedancia calculada cae por debajo de un valor predefinido para una zona específica, el relé interpreta esto como una falla y, si es necesario, envía una señal de disparo al interruptor para aislar la sección afectada.

### Principio de operación

- **Medición de impedancia:** El relé mide la relación entre el voltaje y la corriente en la subestación.
- **Cálculo:** Utilizando estos valores, calcula la impedancia ( $Z$ ) en el punto de falla:  $Z = V/I$ .
- **Comparación:** La impedancia calculada se compara con un valor de impedancia de referencia preestablecido.
- **Detección de falla:** Si la impedancia medida es menor que la impedancia de referencia, el relé detecta una falla. Esto ocurre porque la impedancia de una línea de transmisión es directamente proporcional a su longitud, por lo que una falla más cercana resulta en una impedancia más baja.

### Disparo y respaldo

- **Disparo:** Una vez que se detecta una falla en la zona de operación, el relé calcula la distancia y envía una señal de disparo al interruptor para desconectar la línea afectada.
- **Respaldo:** Los relés de distancia también se utilizan para respaldar las fallas que no son detectadas por otras protecciones, como las de transformadores o generadores.

### Understanding Critical Clearing Time and Relay Settings

- **Critical Clearing Time (CCT):** This is the maximum time a fault can remain on the power system before the system becomes unstable (e.g., generators lose synchronism). The CCT is a **result of complex power system studies (transient stability analysis), not an input setting to a standard protective relay.**

The "critical clearing time" (CCT) is a theoretical maximum time for a fault to be cleared while maintaining power system stability, and it is **not a direct setting on a distance relay (ANSI code 21)**. Instead, the actual relay delay settings must be coordinated to ensure the fault is cleared *within* the calculated CCT.

**Table 4.6 — Acceptable Clearing Times**  
(times are typical and will vary for each application)

Line 1 – Fault F1	Actual Clearing Time	Critical Clearing Time	Violation of TPL- Standards
Normal Clearing Time	4 cycles	5 Cycles	None
Breaker Failure Clearing Time	14 cycles	15 Cycles	None,
Time Delayed Clearing Time- Protection System Failure	62 cycles	22 cycles	Stability

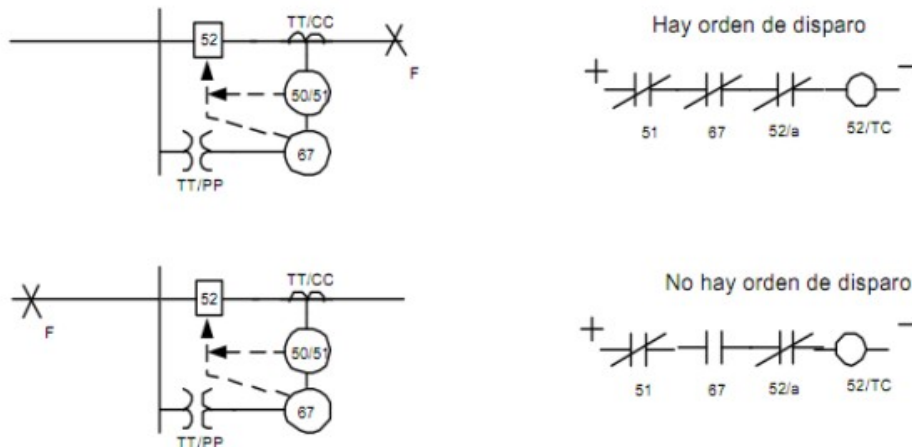
**Relé de Distancia (21)**

## Proteccion de corriente direccional (ANSI 67):

Los elementos de sobrecorriente direccionales son aquellos que determinan la dirección del flujo de potencia y/o corriente en una localización determinada de un sistema eléctrico de potencia; de esta forma, es posible mediante este relevador conocer la dirección de la ubicación de una falla.

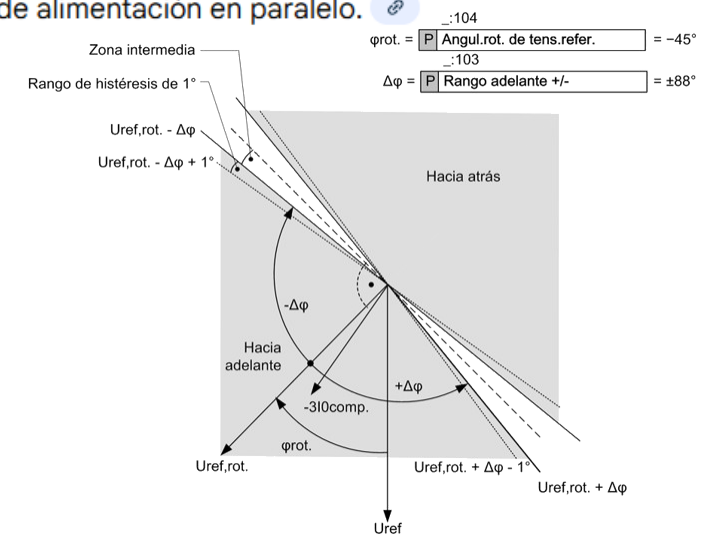
Esta unidad direccional generalmente no se aplica sola, más bien se emplea en combinación con otra unidad, tal que ésta última detecte la falla y dé la orden de operación o de apertura del interruptor ante la presencia de un valor de corriente superior a un valor mínimo preestablecido. La unidad de protección detecta de la magnitud de la corriente generalmente es un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso (51), o instantáneo (50) o ambos (51/50).

Con la acción de ambos relevadores se consigue tener un comando de apertura del interruptor (52) si la magnitud de la corriente de falla es mayor que un valor preestablecido (pick-up) y la dirección del flujo es concordante con una dirección preestablecida en el relevador direccional; de otra manera, no hay orden de apertura del interruptor aunque la magnitud de la corriente circulante sea superior al valor "pick-up" del relevador de sobrecorriente, como se muestra en la figura 3.6.



La unidad direccional requiere que se le alimente con tensión y corriente o corriente y corriente, pero necesita que una de esas cantidades sea de "referencia o polarización". Esta cantidad de referencia no debe cambiar de polaridad cualquiera sea la dirección del flujo de la corriente detectada.

La protección de corriente direccional ANSI 67 es una función de protección de sistemas eléctricos que utiliza la relación de fase entre la corriente y la tensión para determinar la dirección de una falla. Esto permite que el relé actúe solo en fallas que ocurran en una dirección específica, como la que va hacia un generador, y no para fallas en la dirección opuesta, evitando así apagones innecesarios en instalaciones con múltiples fuentes de alimentación en paralelo.



### Determinación Direccional de la Corriente Homopolar en el Relé 67

Esta función permite no solo detectar la presencia de corriente homopolar asociada a una falla a tierra, sino también determinar su dirección, lo cual es clave para coordinar con precisión la operación entre diferentes tramos de línea. A diferencia de una protección de sobrecorriente convencional (ANSI 51N), la función 67N utiliza una referencia de tensión (polarización) para identificar si la falla está dentro del tramo protegido (forward) o fuera de él (reverse), evitando disparos innecesarios y asegurando una actuación rápida y coordinada. Este nivel de precisión es importante en sistemas interconectados, donde una operación incorrecta podría generar cortes extensos o pérdida de sincronismo.

**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:**

- a) *CESPM (Unidades 1,2,3)*
- b) *Energas 4*
- c) *BioEnergy. La Sultana del Este*

- **Fuera de Servicio:** a) Bersal estaban en ese momento apagadas y b) la line de transmisión El Soco-Hato Mayor1 en mantenimiento programado.
- Esto provoca una disminución de la frecuencia del SENI y se activa Esquema del EDAC.
- **La frecuencia baja** a 58.9 Hz. por la salida abrupta de generación de la zona:
  - i. **Fotovoltaica:** 165.06 MW (*Cotoperí 72.64; Cumayasa 51.38 y El Soco 41.04 MW*).
  - ii. **Térmica:** 264.45MW (*CESPM 245.81 y BioEnergy 18.64 MW*) para un total de 429.51 MW;
- **Desconexión de cargas:**~258 MW.
- **Actuación del EDAC:** Este actuó según lo programado sacando cargas por sí solo, al margen de lo anterior.

### **1ra Actuación del EDAC:**

- Esto evidencia una falla en el ajuste de selectividad y coordinación de los sistemas de protección de las líneas, las unidades generadoras local y el EDAC,
- Esto puede provocar que las plantas salgan por pérdida de tensión en barra de la subestación, antes de producirse el deslastre de carga,
- Pudiendo ocurrir que el deslastre sea desproporcionado para las plantas disponibles en el resto del sistema para que 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.

### **2da Actuación del EDAC:**

- Causada por desconexión de generación fotovoltaica que si fue proporcionada.
- Escalones de actuación del EDAC y como actuó ante este evento (fig 4)
- Comportamiento de la frecuencia del SENI (fig 5)

**Fig 4 OPERACIÓN DEL ESQUEMA DE DESLASTRE AUTOMÁTICO DE CARGA (EDAC)**

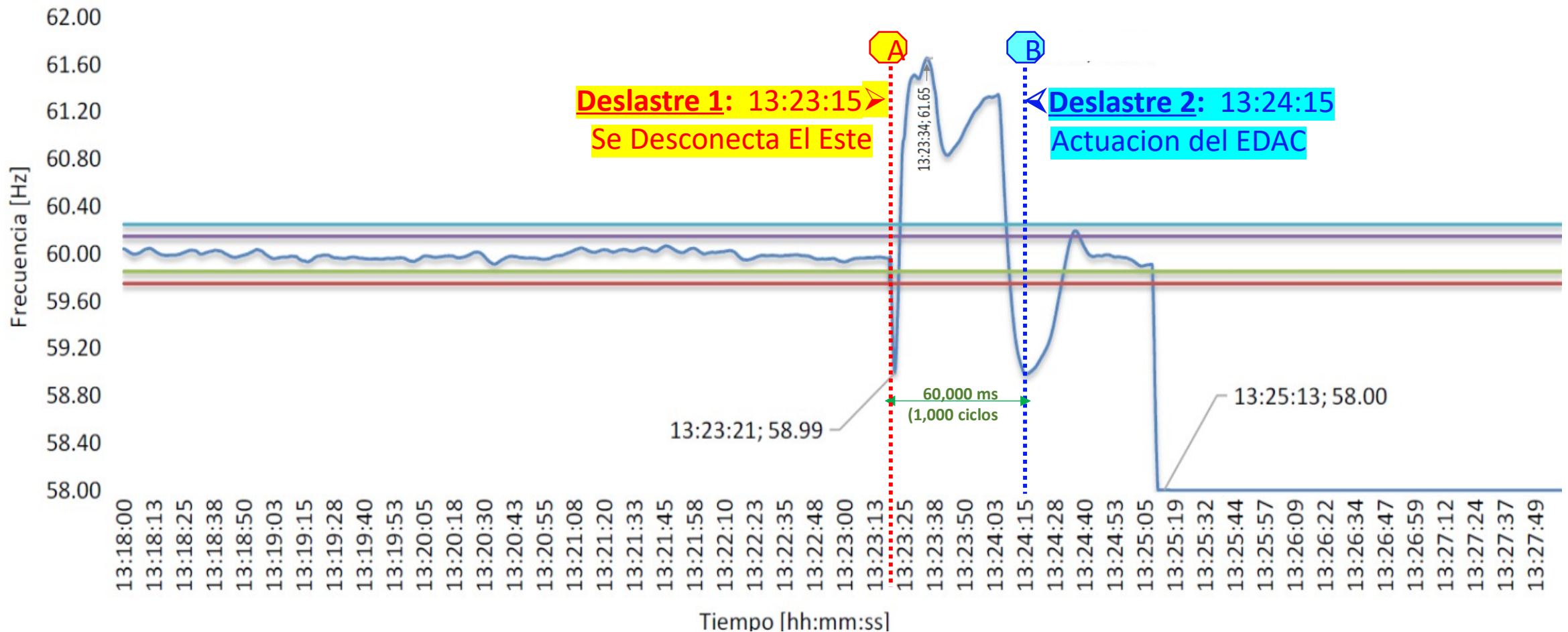
Agentes:	EDENORTE	EDESUR	EDEESTE	DOMICEN	CEMEX	PVDC
Circuitos:	55	39	53	-	-	-
Potencia [MW]:	321.00	243.52	349.24	-	-	-
Escalón	Frecuencia [Hz]	Carga Nominal [MW]	Carga Real [MW]	Porcentaje del escalón actuado [%]	Evaluación	
0	59.3 y 0.6 Hz/s	210	182.48	86.9%	Por debajo	
1	59.3	60	63.05	105.1%	Por encima	
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	
<b>Total</b>		<b>1,060.00</b>	<b>913.76</b>			

**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.

**PROPAGACION DE LA PERTURBACION EN EL SENI:** 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.

**Variación de la frecuencia :**

— Frecuencia — 59.75 Hz — 59.85 Hz — 60.15 Hz — 60.25 Hz

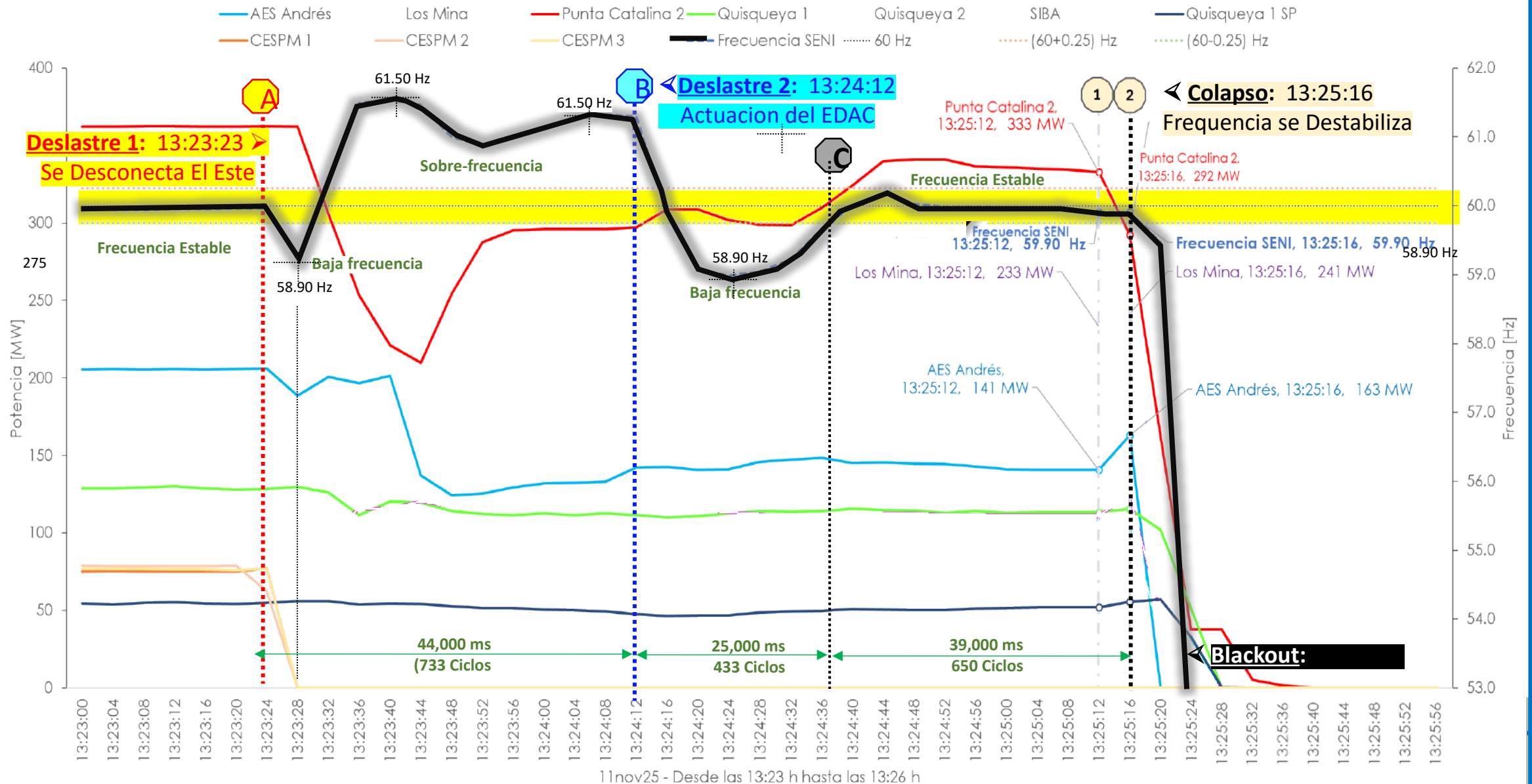


**ACTUACION DEL EDAC:** La actuación del EDAC: Saca hasta 913.76 MW en dos actuaciones con la desconexión de 147 circuitos de distribución, una acción desproporcionada en la primera actuación, pues también se había sacado casi toda la carga del Este por las protecciones de líneas

- EL deslastre del EDAC mas los relés de distancia, provocaron un aumento abrupto de la frecuencia del resto del SENI, de unos 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 en la planta PC 2, pues la PC1 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, no estaban programadas para regulación ese día.
- El Centro de Control de Energía es quien debió actuar y reaccionar ante la magnitud del evento, del que requería automatismo y almacenamiento.
- Esto se puede apreciar en la fig 6, mostrando las que quedaron en línea y sus actuaciones: PC2, AES Andrés, Los Mina, Quisqueya 1 y 2.

*Si PC1 hubiese estado disponible, se podría haber estabilizado lo que quedaba del SENI, unos 2480 MW de los 2900 MW que se generaban al momento de la falla (85.5%). De no producirse 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.*

# Potencia-Frecuencia de Unidades del SENI ante BlackOut



**COMIENZO DEL EVENTO:** 40 % de la generación FV 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.

### Secuencia de Operacion de Plantas de generacion:

- PC 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.
- Esto provoco 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, estabilizando la frecuencia a 59.98 Hz y la carga.
- Se activa la tercera bomba de alimentación, está en proceso de arranque tomando 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.

**BAJA INERCIA:** 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.

- 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.
- 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 de lidear 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 realizarlo el Organismo Coordinador del SENI.
- 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.

**REGISTRO DE FRECUENCIA DEL SENI:** El registro de la frecuencia del SENI, 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 PC2 realizó un esfuerzo significativo para estabilizar el sistema durante ese tiempo,
- PC2 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.
- 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.

**MODO DE OPERATIVO DEL EDAC:** Este solo ve frecuencia y sus ajustes son predeterminados por el Centro de Control, luego actuó sin tener información de la carga que ya se había desconectado por la actuación de los relés de protección de las líneas.

➤ **1ra ACTUACION DEL EDAC:**

- **Total salida 593.94 MW,**
- **Sobreactuacion: 326.11 MW (55% innecesarios)**
- Estas salidas disparó la frecuencia a 61.43 Hz, y obligo a un rechazo de carga en PC2 y en AES Andrés.
- PC2 actuo apropiadamente con sus limitaciones de diseño como se describió anteriormente.

➤ **2da ACTUACION DEL EDAC:**

- Saca 319.78 MW correctamente luego de 2da perturbación regulando la frecuencia baja a 58.98 Hz y subiendo a 61.26 Hz.

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

Descripcion	Antes	Después*
Fotovoltaica	999.66	834.60
Eólica	113.92	119.68
Hidroeléctrica	74.62	68.86
Térmica	1720.91	1456.46
<b>Total</b>	<b>2909.11</b>	<b>2479.60</b>
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 salida 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 ocurrió 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.

Nos falta información para hacer un análisis más detallado, 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. Nos falta información para hacer un análisis más detallado, pero con la disponible se puede inferir lo sucedido respecto a la coordinación entre los elementos de protección en transmisión y el EDAC.

# 3. Analisis Tecnico del Arco Electrico Y Corrientes de Cortocircuito

**CORRIENTE DE 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 Bioenergy-. SPM1, la Sultana del Este estaba fuera de servicio.

**Parametros Basicos de Lineas & Substaciones de 138 kV Impactados por Falla en S/E SPM-1**

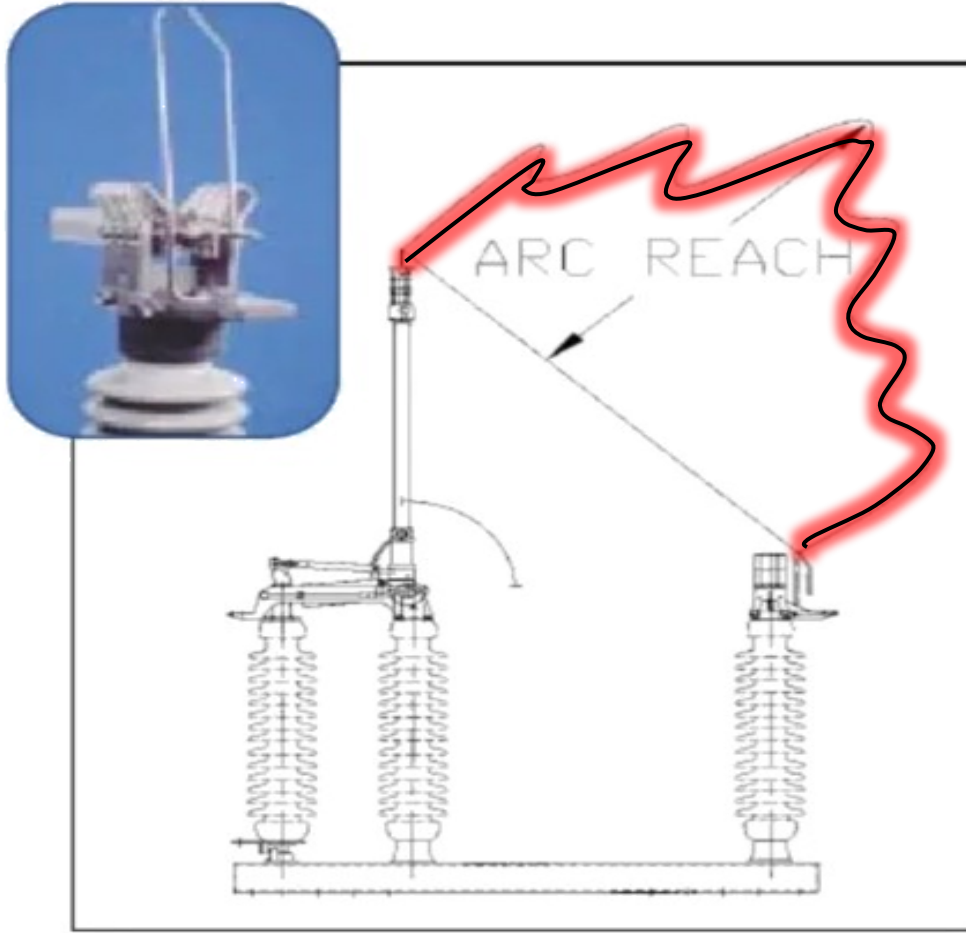
De Subestacion	A Subestacion	Disparo Rele (21) <sup>1</sup>		Distancia (km)	Corrientes			Gen. Instalado (MW)	Typo Gen	Comentario
		(ms)	(Ciclos)		Max.(A) <sup>2</sup>	CC.(A) <sup>3</sup>	(%)			
SPM1	Coastal	Abierto	Abierto	10.8	663			110.0	Solar	Linea abierta 3:23:18
	Cumayasa	267	16.02	31.21	663	929	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
		632	37.92	2.87	1326			68.3	FO	Tiempo Interruptor
SPM2	639	38.34	5.37	1326	6,339	37	325.2	Gas/FO	Incluye 3X100+4*6.3 Bersal	
SPM2	Cabreto/Guerra	642	38.52	54.37	1326	2,768	13		318.12	AES Andres/ Inteerconnction 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 lina 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				
<b>Promedio</b>		<b>460.5</b>	<b>27.63</b>			<b>3042.9</b>	<b>17</b>	<b>963.2</b>	<b>TOTAL</b>	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%

**NOTAS:**

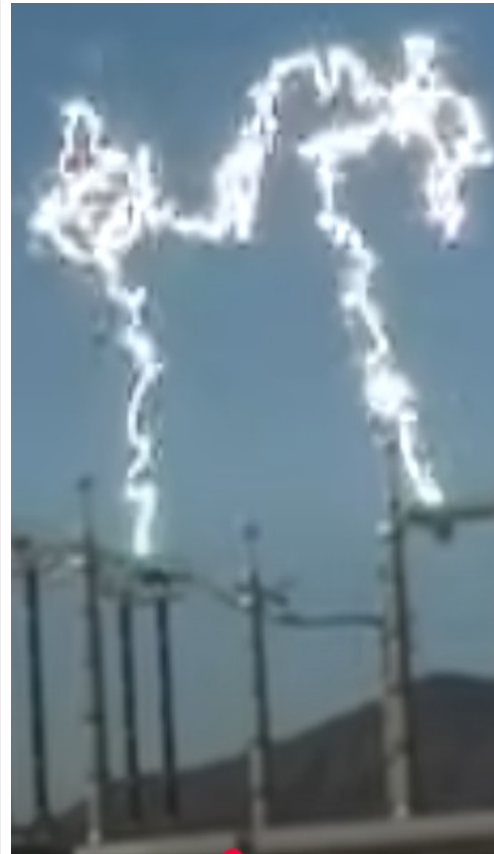
Fuente :Falla de Lineas y sybstaciones de ETED, IEUASD

1. Los relés de distancias (ANSI 21) limpian la falla típicamente en 367 ms (22 ciclos) mientras que este caso disparo entre 56ms-680ms
2. Los relés desobrecorrientes (ANSI 50/51) están ajustado para disparar mayor que la corriente continua . Se asume un factor del ajuste de 150 % e la corriente continua.
3. Corriente maxima en esta tabla estan basadas en la capacidad de corriente contiinua del conductor y del numero de conductores por fase.
4. Todos los conductores son AAAC en su mayoria calibre 559.5 kcmil o menores con capacidad de corriente continua de 663A y 15 kA en 1 seg para corto circuito .

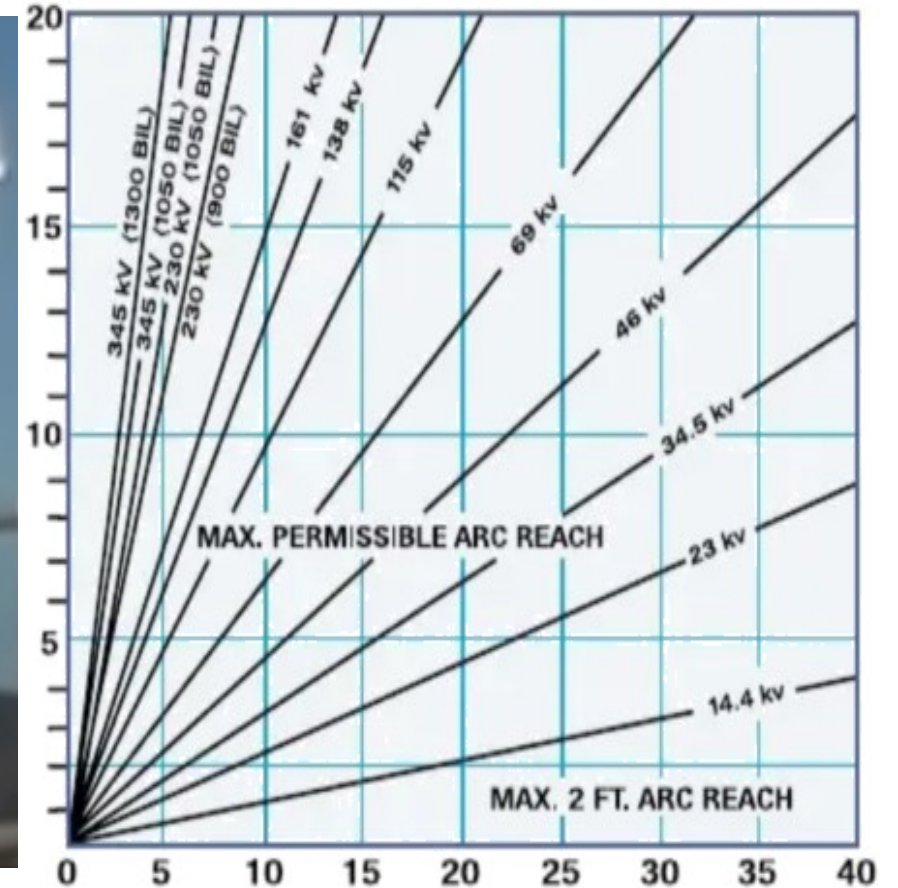
**DISYUNTOR / SECCIONADOR:** No está diseñado para interrumpir corrientes con carga. El resultado de abrir una seccionadora energizada es de crear un peligroso arco eléctrico que pone en peligro vidas y dañar propiedades en la subestación. Las características de este arco proporcionan alta impedancia con relativa a bajas corrientes que le resultan difícil de detectar a los relés de protección. El arco se extingue por sí mismo en 1.5 segundos en promedio.



Acance del Arco Electrico de un Seccionador



Ejempoo de Arco Electrico en un Seccionador



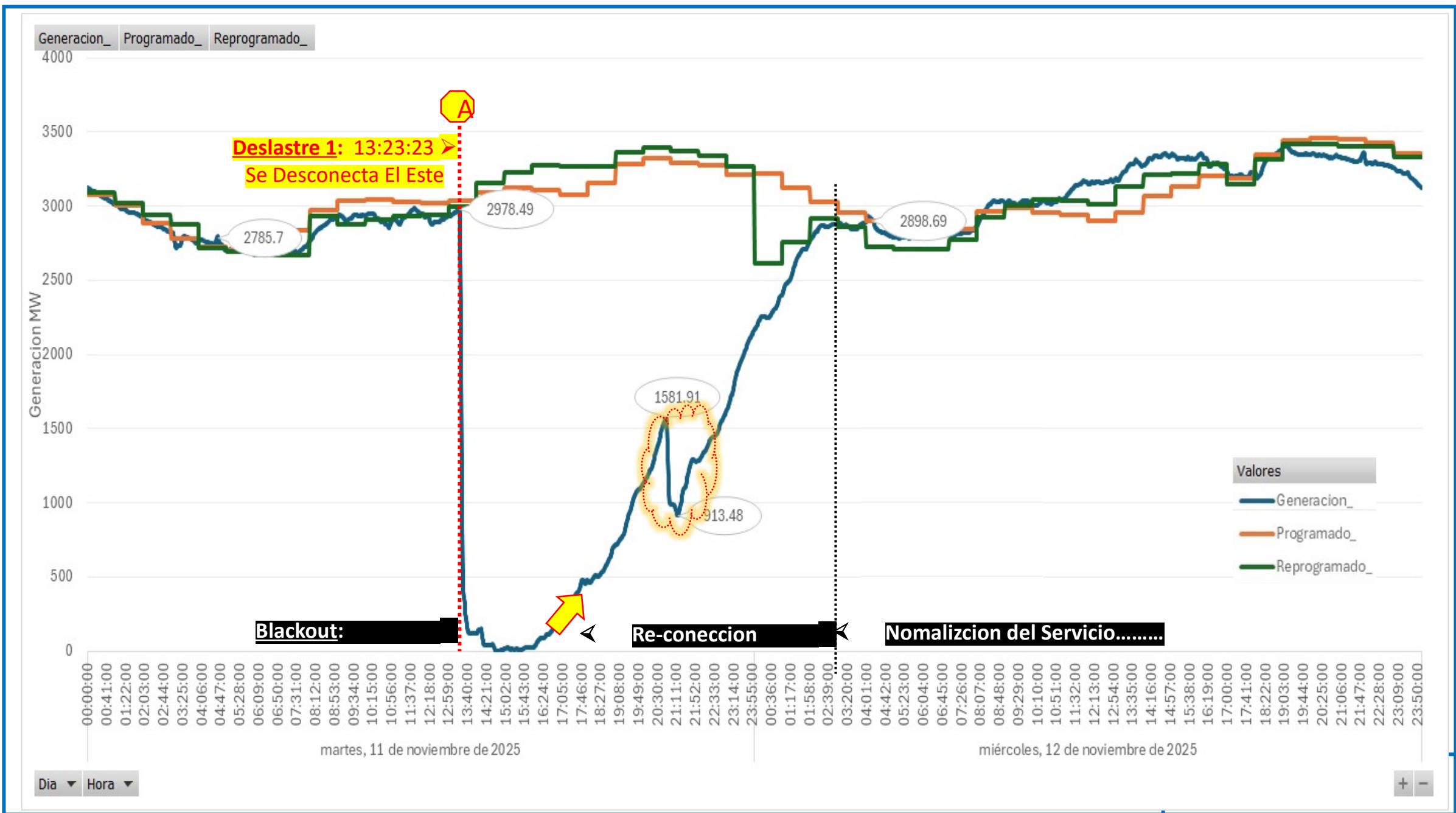
Alcance del Arco Electrico de un Seccionador para Pequeñas Corriente a Varios Voltajes

<b>Corriente de Corto Circuito <math>I_k''</math> (kA)</b>		
<b>Subestación</b>	<b>Trifásico</b>	<b>Monofásico</b>
<b>SPM1</b>	17.2	17.5
<b>SPM2</b>	20.8	23.2

## 4. Recuperacion del Sistema

#### **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.



## 5. Conclusiones

## 5. Conclusiones:

- 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).
- 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.
- 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.
- 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.
- 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%.
- 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.
- 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).

## 5. Recomendaciones Tecnicas

## 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.