

1. DESCRIPCIÓN DEL EVENTO

El 27 de octubre del 2025 a las 17:43:49, inició una caída abrupta en la frecuencia del Sistema Eléctrico de Costa Rica que superó el límite de disparo de la primera etapa del EDACBF. La frecuencia mínima se registró en la ST Río Claro y alcanzó un valor de 59.249 Hz, según las mediciones del PMU. La causa oficial, según informó el EOR en comunicado aclaratorio al reporte preliminar de evento No. 223-10-2025, “*está relacionada a las condiciones operativas de carga/generación en el SER respecto a los programas de intercambios, generándose flujos inadvertidos que fueron tomados de la interconexión con México*”. Sin embargo, a partir de los análisis de la frecuencia e indicadores CPS1 y CPS2 se descarta que Costa Rica sea causante de flujos inadvertidos, sino que se desvía del intercambio programado como respuesta a la desviación positiva y sostenida de la frecuencia antes del evento (ver figuras 5 y 6).

2. CONSECUENCIAS DEL EVENTO

En Costa Rica, tuvo lugar la actuación del EDACBF que desconectó las líneas de distribución que forman parte de la primera etapa del esquema. Las líneas desconectadas están vinculadas a las subestaciones: Cañas, Ciudad Quesada, Desamparados, El Este, Escazu, Garabito, Garita, Guayabal, Heredia, Leesville, Naranjo, Palmar, Papagayo, Parrita, Río Claro, Río Macho, Tejar. La pérdida de carga, como resultado de la desconexión de dichas líneas de distribución, fue de 79.39 MW, aproximadamente.

3. CONDICIÓN PREFALLA DEL SEN

Un minuto antes del evento, el SEN registraba una demanda de 1811.23 MW y los flujos netos de potencia en las interconexiones tenían los siguientes valores: CRI-NIC = 174.16 MW y CRI-PAN = -187.55 MW.

Observaciones: A la hora del evento, el autotransformador AT01 en ST San Miguel se encontraba fuera de línea debido a la ejecución de un mantenimiento programado.

Diagrama unifilar: Ver Figura 7.

4. DESCRIPCIÓN DE LOS SUCESOS EN ORDEN CRONOLÓGICO

Fecha-Hora	Elemento	Causa
27/10/2025 17:43	ST Cañas, Apertura LD-05 (Bebedero)	Baja Frecuencia
27/10/2025 17:43	ST Ciudad Quesada, Apertura LD-02 (Florenia)	Baja Frecuencia
27/10/2025 17:43	ST Desamparados, Apertura LD-03 (Río Azul)	Baja Frecuencia
27/10/2025 17:43	ST El Este, Apertura LD-03 (San Diego)	Baja Frecuencia
27/10/2025 17:43	ST Escazu, Apertura LD Valle Central (Piedades)	Baja Frecuencia
27/10/2025 17:43	ST Garabito, Apertura LD-01 (Circuito # 1)	Baja Frecuencia
27/10/2025 17:43	ST Garita, Apertura LD-03 (Parrita)	Baja Frecuencia
27/10/2025 17:43	ST Garita, Apertura LD-05 (Atenas)	Baja Frecuencia
27/10/2025 17:43	ST Garita, Apertura LD-06 (Ciruelas)	Baja Frecuencia

continúa en la próxima página...

Fecha-Hora	Elemento	Causa
27/10/2025 17:43	ST Guayabal, Apertura LD-05 (Santa Barbara)	Baja Frecuencia
27/10/2025 17:43	ST Heredia, Apertura LD-09 (Las Flores)	Baja Frecuencia
27/10/2025 17:43	ST Leesville, Apertura LD-01 (Piñeras)	Baja Frecuencia
27/10/2025 17:43	ST Naranjo, Apertura LD-03 (Rosario)	Baja Frecuencia
27/10/2025 17:43	ST Naranjo, Apertura LD-10 (Barranca)	Baja Frecuencia
27/10/2025 17:43	ST Palmar, Apertura LD-04 (Puerto Jimenez)	Baja Frecuencia
27/10/2025 17:43	ST Papagayo, Apertura LD-03 (Liberia)	Baja Frecuencia
27/10/2025 17:43	ST Parrita, Apertura LD-01 (Jacó)	Baja Frecuencia
27/10/2025 17:43	ST Río Claro, Apertura LD-01 (Chacarita)	Baja Frecuencia
27/10/2025 17:43	ST Río Macho, Apertura LD-04 (Concavas)	Baja Frecuencia
27/10/2025 17:43	ST Tejar, Apertura LD-06 (Guayabal)	Baja Frecuencia

5. CONFIGURACIÓN POSTFALLA

Un minuto después de iniciado el evento, el SEN registraba una demanda de 1737.26 MW y los flujos netos de potencia en las interconexiones tenían los siguientes valores: CRI-NIC = 395.2 MW y CRI-PAN = -265.06 MW.

Observaciones: Ninguna.

Diagrama unifilar: Ver Figura 8.

6. MANIOBRAS DE NORMALIZACIÓN REALIZADAS

Fecha-Hora	Elemento	Estado
27/10/2025 17:48	ST Cañas, LD-05 (Bebedero)	Normalizado
27/10/2025 17:48	ST Escazu, LD Valle Central (Piedades)	Normalizado
27/10/2025 17:48	ST El Este, LD-03 (San Diego)	Normalizado
27/10/2025 17:48	ST Desamparados, LD-03 (Río Azul)	Normalizado
27/10/2025 17:49	ST Río Macho, LD-04 (Concavas)	Normalizado
27/10/2025 17:49	ST Garita, LD-05 (Atenas)	Normalizado
27/10/2025 17:49	ST Garita, LD-03 (Parrita)	Normalizado
27/10/2025 17:49	ST Leesville, LD-01 (Piñeras)	Normalizado
27/10/2025 17:49	ST Tejar, LD-06 (Guayabal)	Normalizado
27/10/2025 17:49	ST Heredia, LD-09 (Las Flores)	Normalizado
27/10/2025 17:50	ST Parrita, LD-01 (Jacó)	Normalizado
27/10/2025 17:50	ST Garita, LD-06 (Ciruelas)	Normalizado
27/10/2025 17:50	ST Naranjo, LD-03 (Rosario)	Normalizado
27/10/2025 17:50	ST Naranjo, LD-10 (Barranca)	Normalizado
27/10/2025 17:50	ST Palmar, LD-04 (Puerto Jimenez)	Normalizado
27/10/2025 17:50	ST Ciudad Quesada, LD-02 (Florencia)	Normalizado

continúa en la próxima página...



Fecha-Hora	Elemento	Estado
27/10/2025 17:51	ST Río Claro, LD-01 (Chacarita)	Normalizado
27/10/2025 17:51	ST Guayabal, LD-05 (Santa Barbara)	Normalizado
27/10/2025 17:52	ST Papagayo, LD-03 (Liberia)	Normalizado
27/10/2025 17:52	ST Garabito, LD-01 (Circuito # 1)	Normalizado

7. ENERGÍA NO SUMINISTRADA

Subestación	Elemento	Potencia interrumpida [MW]	Energía no suministrada [MWh]	Duración [hh:mm:ss]
Desamparados	LD-03 (Río Azul)	13.44	1.12	00:05:00
Heredia	LD-09 (Las Flores)	10.19	1.02	00:06:00
El Este	LD-03 (San Diego)	10.86	0.90	00:05:00
Garabito	LD-01 (Circuito # 1)	4.29	0.64	00:09:00
Leesville	LD-01 (Piñeras)	5.98	0.60	00:06:00
Garita	LD-06 (Ciruelas)	3.79	0.44	00:07:00
Garita	LD-03 (Parrita)	4.23	0.42	00:06:00
Escazu	LD Valle Central (Piedades)	5.04	0.42	00:05:00
Guayabal	LD-05 (Santa Barbara)	3.06	0.41	00:08:00
Parrita	LD-01 (Jacó)	2.92	0.34	00:07:00
Cañas	LD-05 (Bebedero)	3.78	0.31	00:05:00
Naranjo	LD-03 (Rosario)	2.62	0.31	00:07:00
Tejar	LD-06 (Guayabal)	2.90	0.29	00:06:00
Papagayo	LD-03 (Liberia)	1.30	0.20	00:09:00
Garita	LD-05 (Atenas)	1.82	0.18	00:06:00
Palmar	LD-04 (Puerto Jimenez)	1.14	0.13	00:07:00
Río Claro	LD-01 (Chacarita)	0.99	0.13	00:08:00
Río Macho	LD-04 (Concavas)	0.58	0.06	00:06:00
Naranjo	LD-10 (Barranca)	0.46	0.05	00:07:00
Ciudad Quesada	LD-02 (Florenia)	0.00	0.00	00:07:00
Totales		79.39	7.98	—

Se utiliza el Costo de Energía No Suministrada para Costa Rica del Bloque 1 (US\$ 508 por MWh). Tabla de la página 13 de la **Resolución CRIE-44-2023**.

8. GENERACIÓN DESCONECTADA

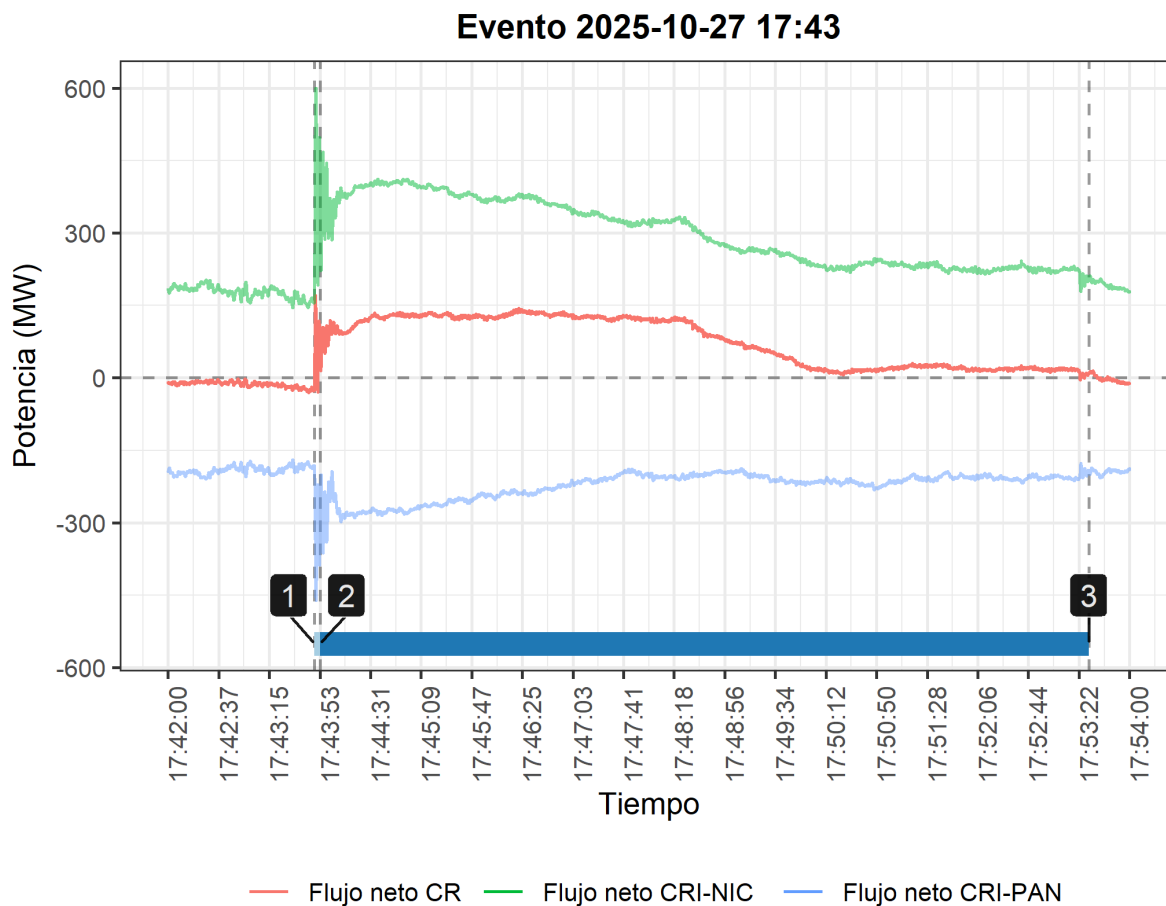
Elemento	Desconexión [hh:mm]	Normalización [hh:mm]	Potencia pre-falla [MW]	Causa
Total			0	—

9. CONSIDERACIONES FINALES

Con respecto a la causa del evento, se evidencia que la desviación del intercambio programado del área de control de Costa Rica obedece a la desviación positiva y sostenida de la frecuencia antes del evento. Todos los hallazgos apuntan a que la gestión del error de control de área se realizaba de manera adecuada al momento del evento. Por otro lado, el desempeño del EDACBF fue superior a los requerimientos establecidos en el inciso b), numeral 7.2.6.16 Libro III del RMER y todas las líneas de distribución que conforman la primera etapa del esquema fueron desconectadas de manera correcta. Vale la pena indicar que una de las razones por las que se disparó más carga de la programada fue el respaldo que uno de los agentes distribuidores realizaba al momento del evento. Se confirmó con este agente que esta condición de operación era temporal y causada por la ejecución de un mantenimiento. El resto de la carga desconectada en exceso está dentro del rango de variabilidad observado en los eventos del último año.

10. ANEXOS

Figura 1: Flujos netos en las interconexiones
Datos tomados de los PMU

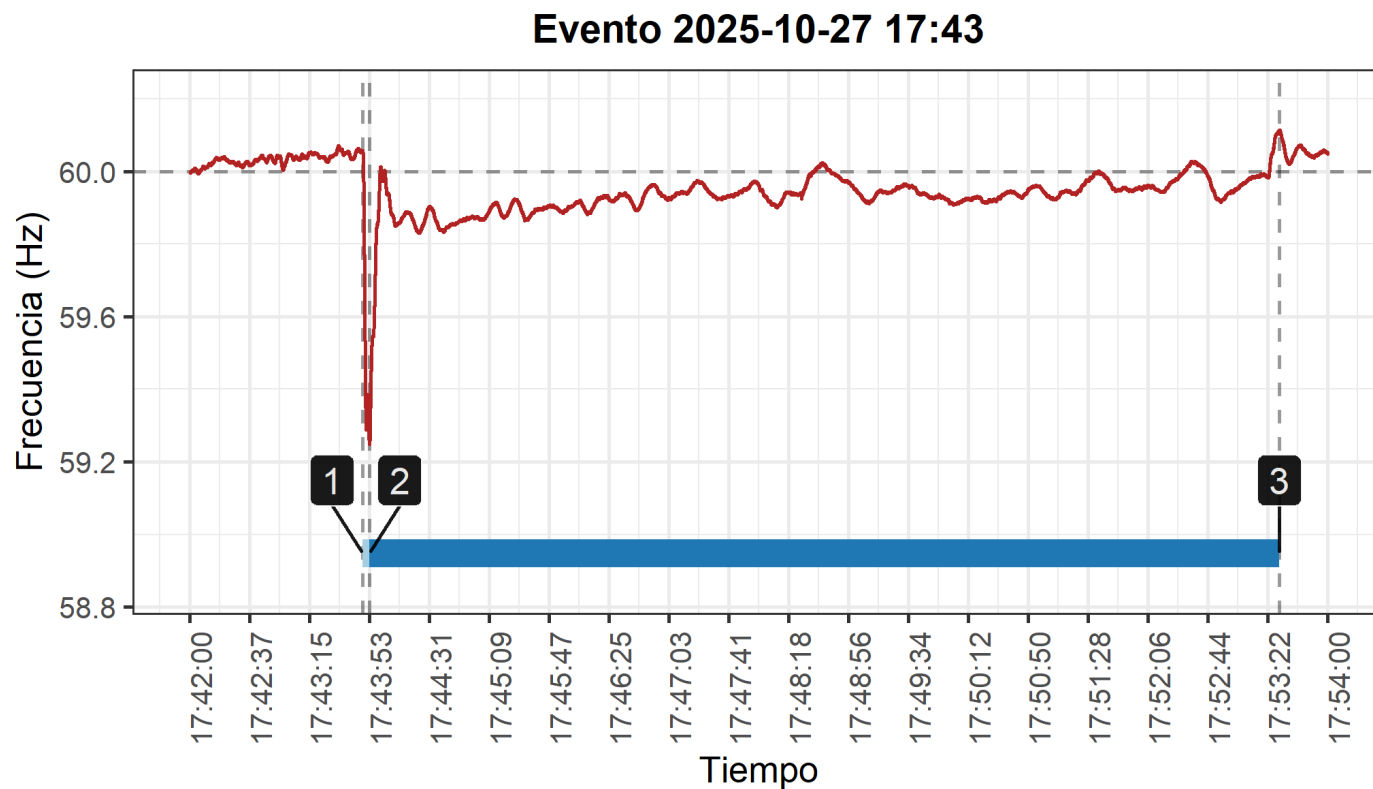


1 Inicio del evento

3 Frecuencia máxima

2 Frecuencia mínima

Figura 2: Frecuencia medida en ST Río Claro
Datos tomados del PMU



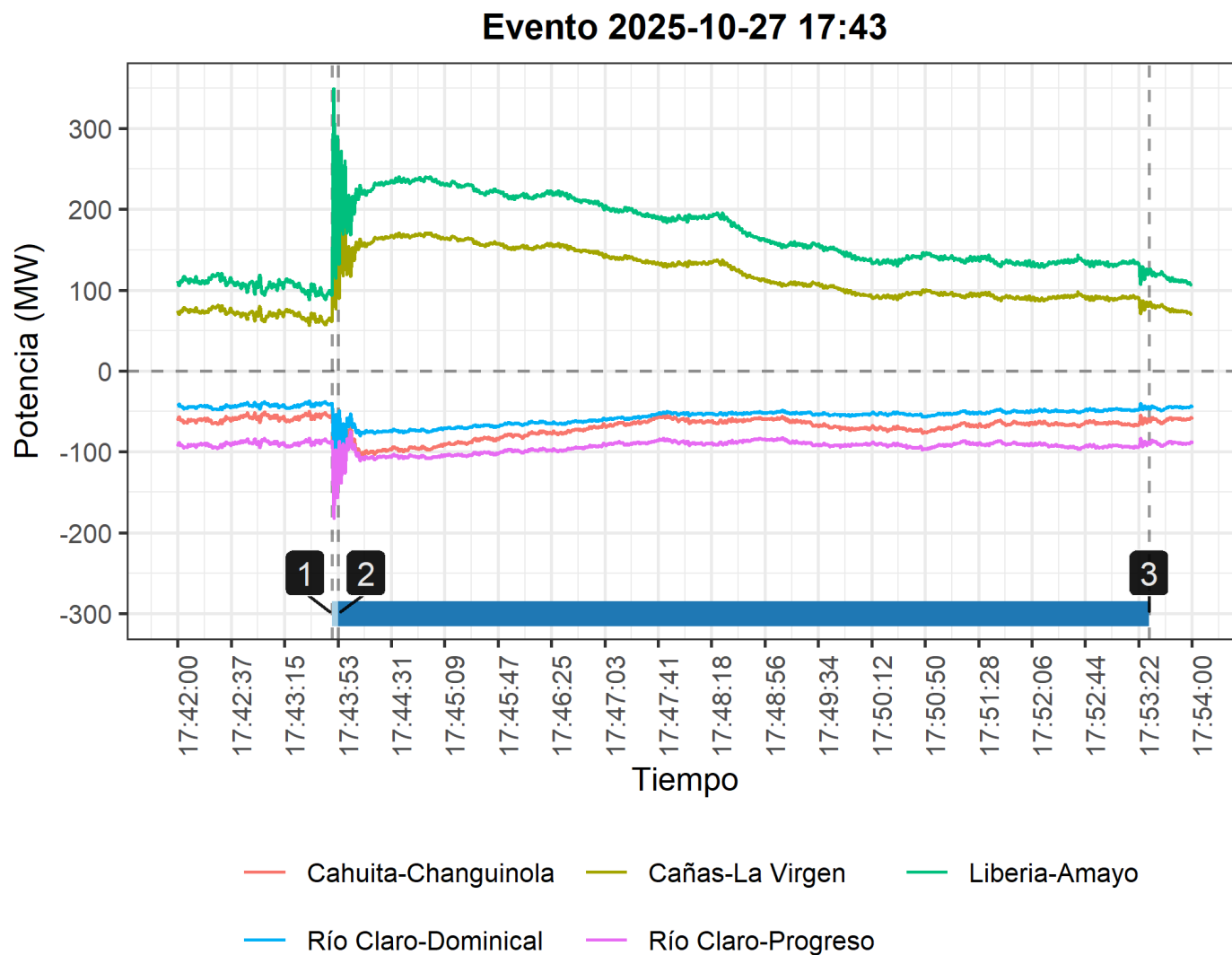
1 Inicio del evento

3 Frecuencia máxima

2 Frecuencia mínima

Figura 3: Flujos en las interconexiones

Datos tomados de los PMU



1 Inicio del evento

3 Frecuencia máxima

2 Frecuencia mínima

Figura 4: ACE crudo y filtrado
Datos tomados del historiador

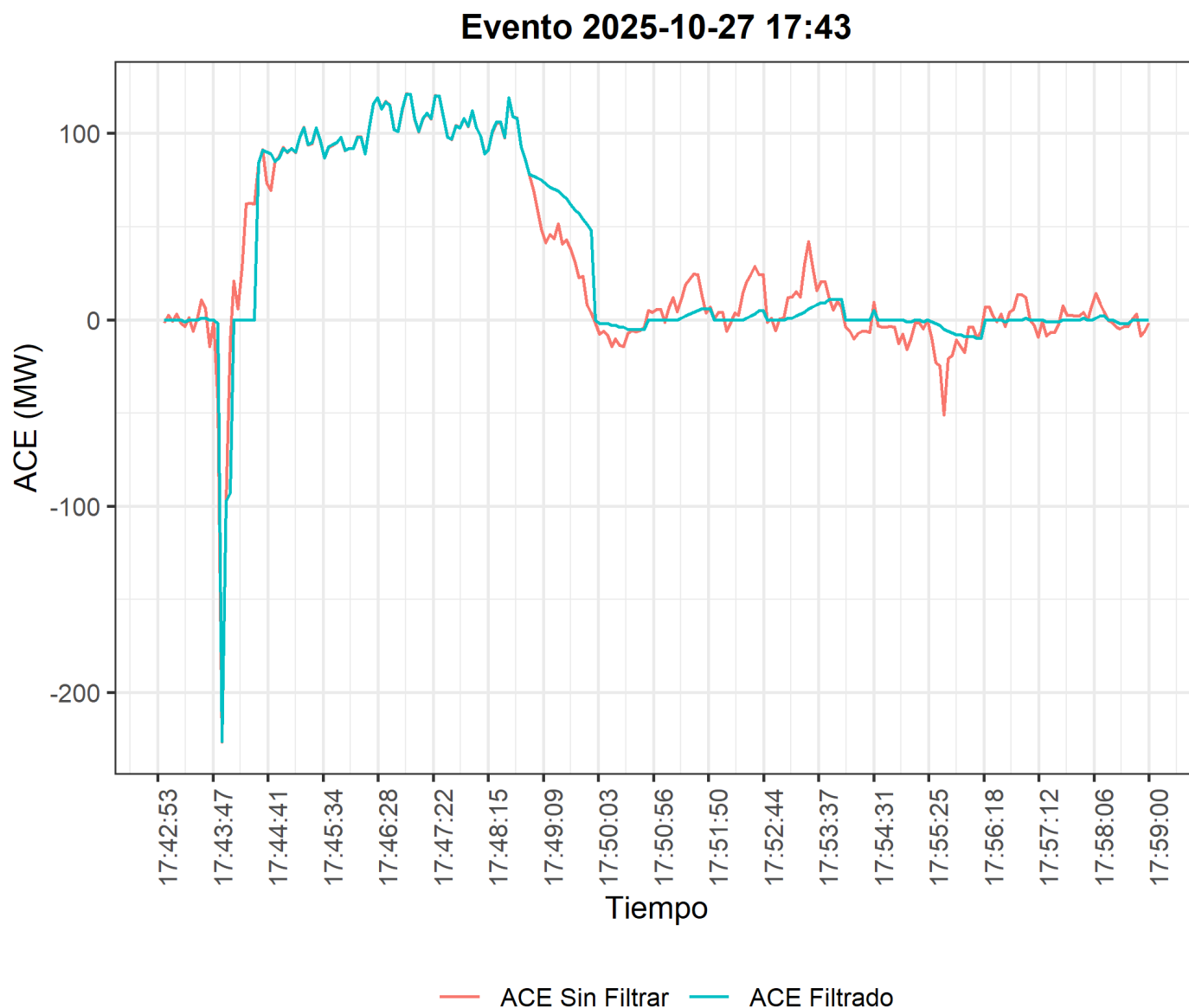


Figura 5: Intercambio neto y frecuencia del AGC

Datos tomados del historiador. Se muestra el comportamiento de las desviaciones entre el intercambio neto real y el programado del área de control de Costa Rica. A la hora del evento, se había programado una importación de 4.3 MW y, justo antes del evento, se presentaba un desvío de unos 20 MW más de potencia importada al sistema eléctrico de Costa Rica. Sin embargo, este desvío es, precisamente, la evidencia del control adecuado que realizaba el AGC, pues la frecuencia era mayor a la banda muerta y tenía una pendiente positiva. De hecho, en todo el periodo graficado se puede confirmar que existe una correlación negativa entre la frecuencia y el flujo neto, lo cual es el comportamiento esperado del área de control.

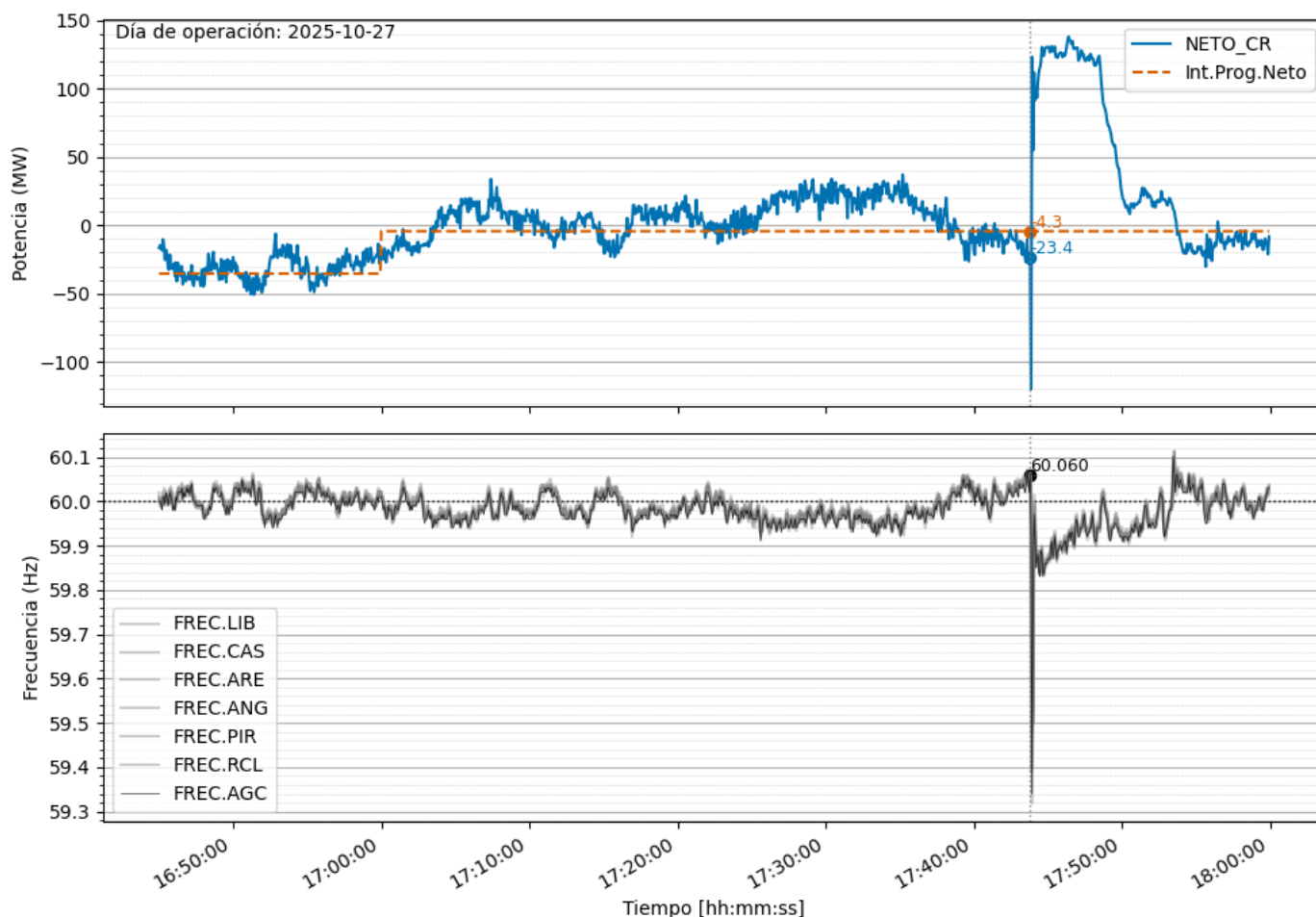


Figura 6: ACE promedio (1 minuto)

Datos tomados del historial. Para concluir si la magnitud de la desviación es adecuada, se puede analizar el comportamiento del ACE promedio cada 10 minutos el cual se muestra en este gráfico. Además, se incluye el comportamiento del ACE promedio de 1 minuto. Tal como se observa, el AGC estaba realizando una gestión adecuada del error de control de área ya que, antes del evento, no hay violaciones al criterio L10.

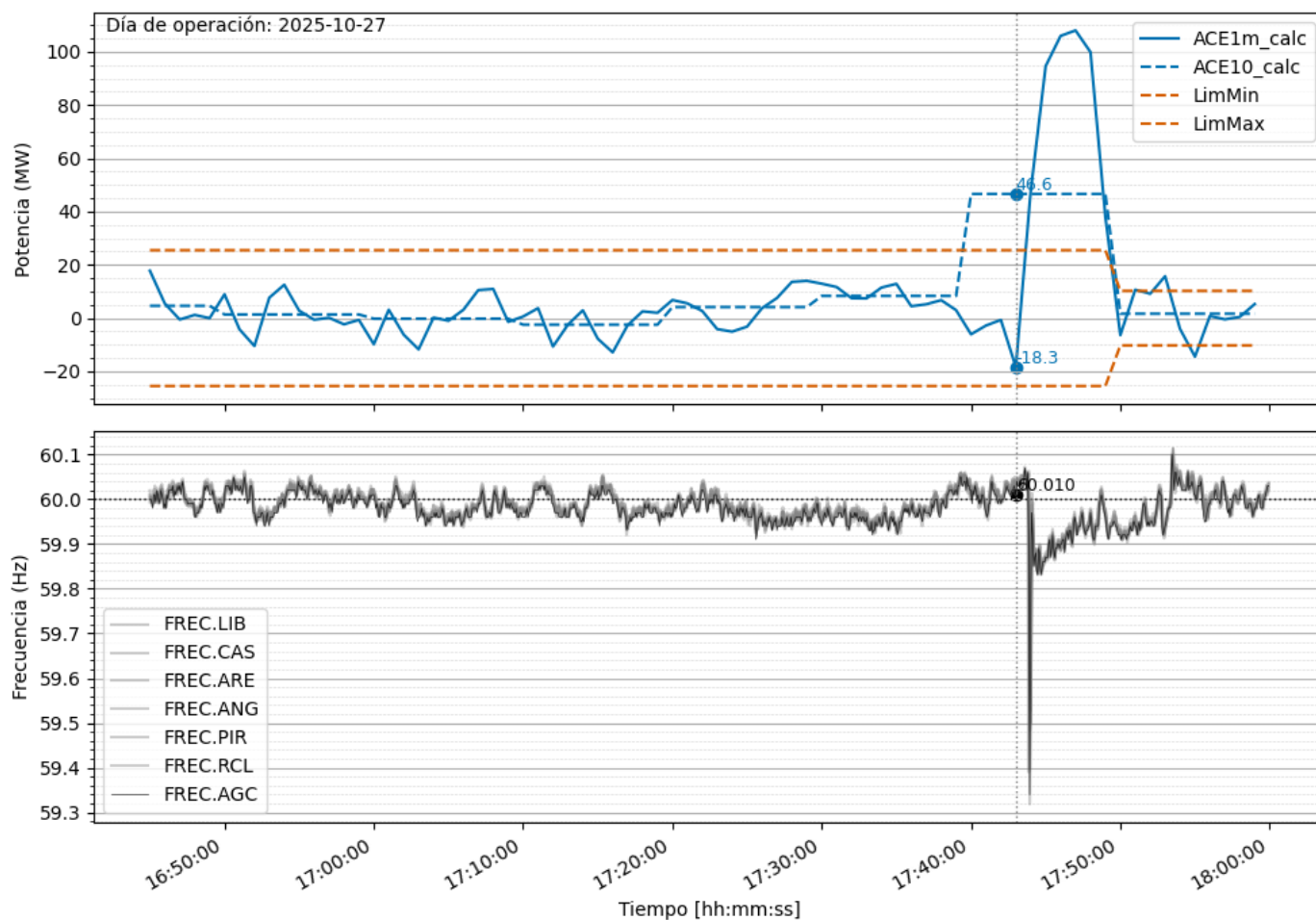
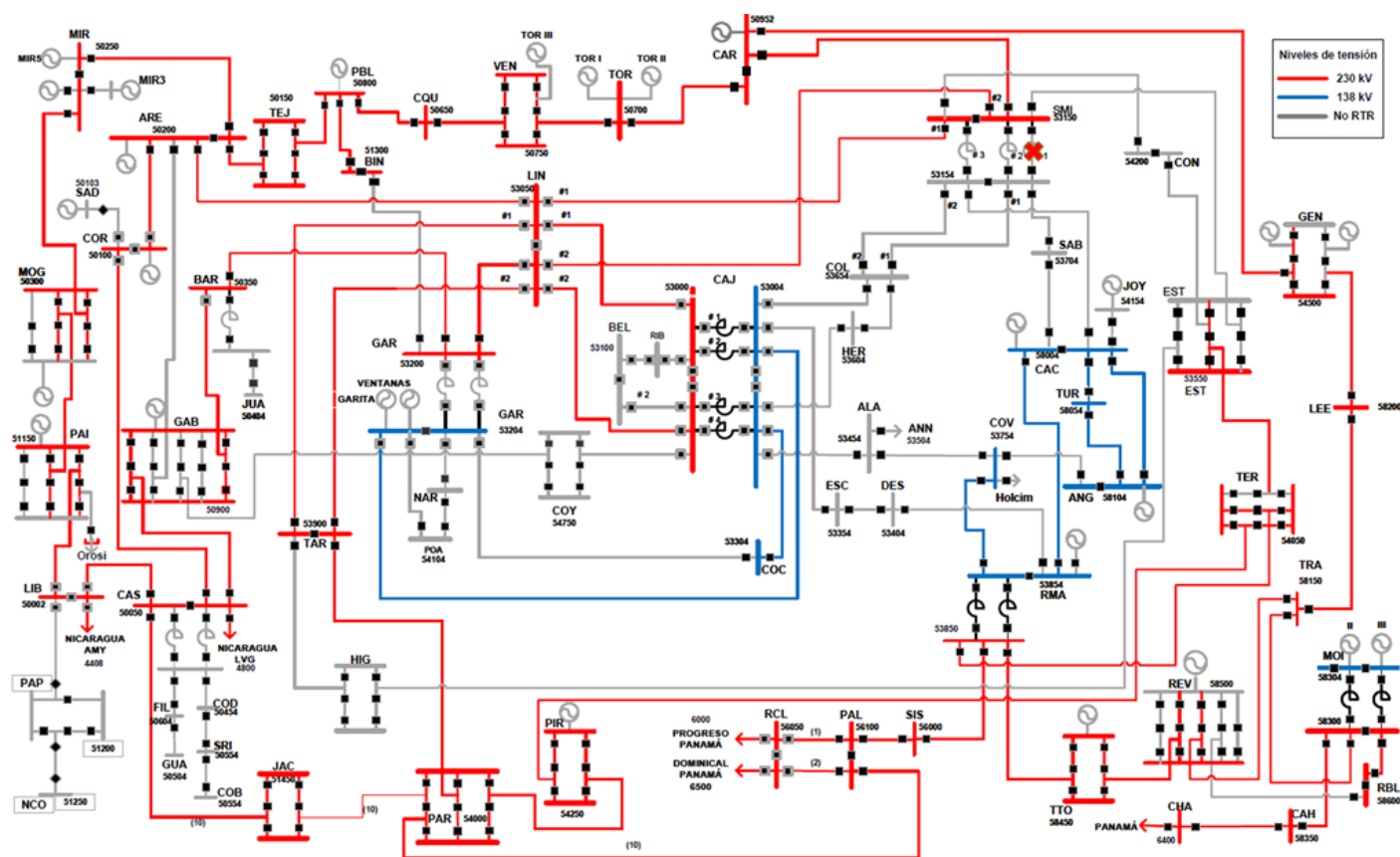


Figura 7: Configuración prefalla

Los elementos desconectados se señalan mediante ✖



Los elementos desconectados se señalan mediante ✖

