
Procedimiento para determinar el Bias (β) del AGC del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

Abril 2020

Departamento de Modelación y Aplicaciones EMS
Subgerencia de Estudios y Soporte Operacional
Gerencia de Operación



Contenidos

1	Marco Teórico	3
2	Métodos para el cálculo del BIAS (β)	4
3	Resultados de la revisión del cálculo del BIAS con registros recientes	7
4	Anexo: Registros de frecuencia durante fallas de generación	8

1 Marco Teórico

La Característica de la Respuesta Natural o Característica de Regulación Combinada del Sistema (B), representa la combinación de la respuesta de los reguladores y la carga ante desviaciones de la frecuencia. Matemáticamente, B se expresa como:

$$B = \frac{1}{R_{eq}} + D \left[\frac{MW}{Hz} \right]$$

Donde:

R_{eq} = Característica de Regulación (Estatismo equivalente)

D = Amortiguamiento de la carga sensible a la frecuencia

Por lo tanto, teóricamente es posible obtener la Característica de la Respuesta Natural del Sistema (B) a través de la pendiente resultante de la combinación de las curvas de generación y carga ante variaciones de frecuencia, según se muestra en la siguiente figura:

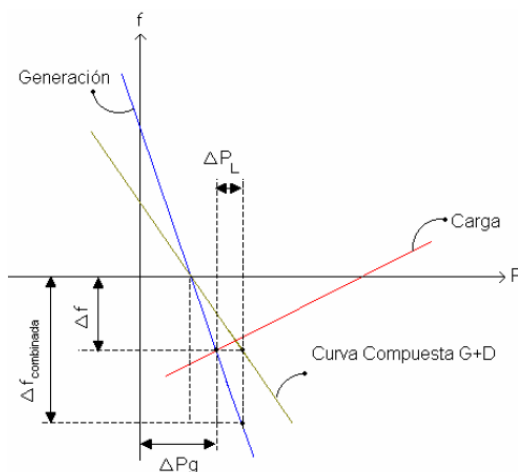


Figura 1: Representación de la característica de generación y carga en el plano Potencia-frecuencia

Para un adecuado control del sistema en estado dinámico, es necesario que el BIAS (β), parametrizado en el AGC, sea lo más cercano posible a la Característica (B).

Si β está por debajo de B: Ante una variación de frecuencia se inyecta menor potencia al sistema que la necesaria para reestablecer la frecuencia nominal.

Si β está por sobre B: Ante una variación de frecuencia se inyecta mayor potencia al sistema que la necesaria provocando una sobre reacción de la frecuencia.

2 Métodos para el cálculo del BIAS (β)

Atendiendo la dinámica del sistema, la forma más adecuada de calcular el Bias, es a través del tratamiento de los registros históricos de eventos o fallas que se hayan presentado en el sistema donde se tenga el valor de desbalance de demanda (MW) en el sistema por pérdida de carga o generación y el comportamiento de la frecuencia (Hz).

El Bias del sistema cambia a medida que el sistema eléctrico evoluciona, por lo tanto, se recomienda calcularlo periódicamente, al menos anualmente, para verificar la validez del valor utilizado o si se requiere su actualización.

La siguiente figura muestra un ejemplo del comportamiento de la frecuencia ante una contingencia de pérdida de generación.

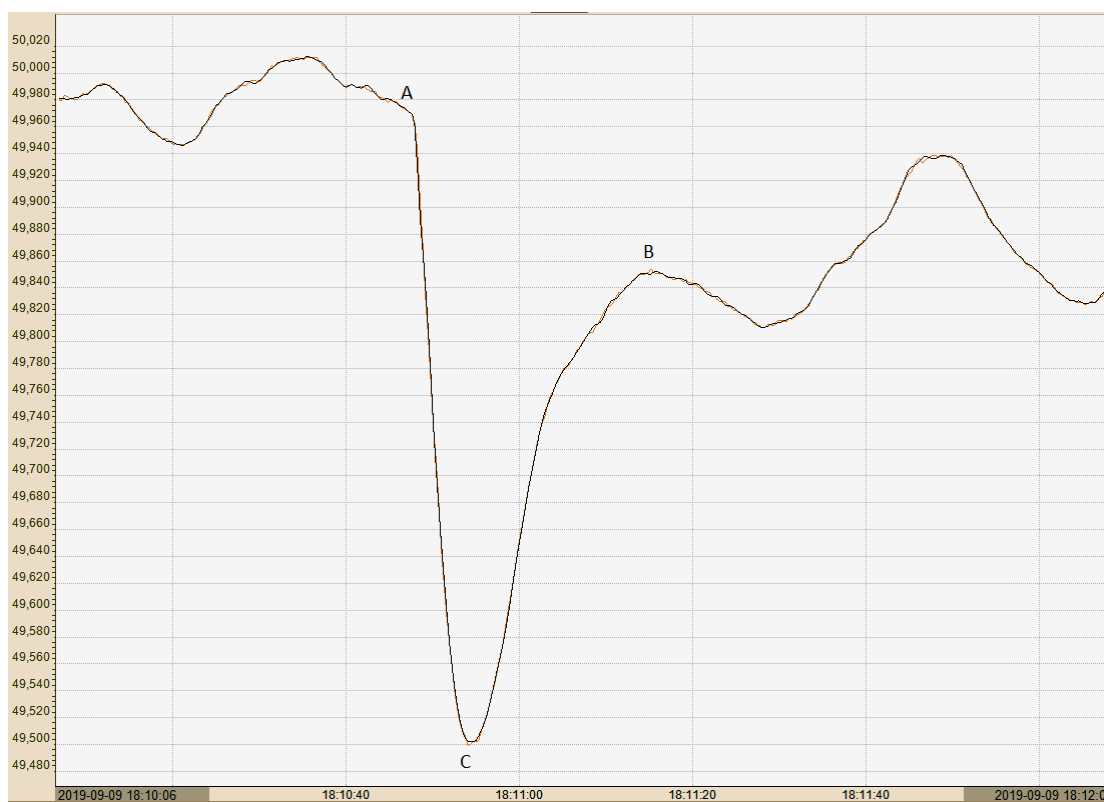


Figura 2: Comportamiento de la frecuencia ante contingencia de generación

Donde:

A: es el valor de la frecuencia del SI en el instante en que se produce el desbalance de demanda/generación.

B: Valor de la frecuencia en régimen permanente del SI, inmediatamente después del aporte realizado por las unidades de generación en respuesta de su Regulación Primaria y antes del aporte de la Regulación Secundaria.

C: Punto en el cual la frecuencia alcanza la mayor desviación por acción del desbalance entre la carga y la generación (Nadir de la frecuencia).

Para el cálculo de la respuesta natural del sistema se determina, para cada uno de los eventos registrados, los valores de frecuencia identificados como los puntos A, B y C.

Desde el punto de vista funcional del AGC, es necesario formular la relación de la estimación de la característica del sistema (B) con las variables y parámetros de control del automatismo. En términos simples, el objetivo del control que ejerce el AGC es definir consignas de generación para las unidades en control, que consigan llevar el error permanente de frecuencia a cero y restituir la frecuencia nominal del sistema. Para estos efectos el AGC determina el error de control de área del sistema y es esta variable que continuamente está monitoreando para llevarla a una banda donde se considera que su valor es nulo o despreciable.

Partiendo de la fórmula con la que se calcula error de control de área (ACE):

$$ACE = K_{BC} \cdot (F_0 - F_{med}) + (P_{prog} - P_{med})$$

Dónde:

K_{BC} : Factor que estima la Característica de Frecuencia del bloque de control (MW/Hz).

F_0 : Frecuencia de referencia (Hz).

F_{med} : Frecuencia del sistema medida (Hz).

P_{prog} : Potencia neta programada por las interconexiones del bloque de control con bloques adyacentes (MW).

P_{med} : Potencia neta que fluye por las interconexiones del bloque de control con bloques adyacentes (MW).

En el caso del SEN, actualmente no se cuenta con interconexiones internacionales ni con otras áreas de control.

Teniendo en cuenta lo anterior, para la determinación del Bias del SEN se utilizan contingencias de generación o consumos. Se debe tener en cuenta que dentro de los criterios de selección de eventos a analizar no debe haberse dado la actuación del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia ni oscilaciones de frecuencia.

El Bias resultante será obtenido como el promedio de los Bias obtenidos en el periodo de evaluación.

El Bias para cada contingencia será calculado como:

$$\beta = \frac{\Delta P}{\Delta f} \quad (MW/Hz)$$

Donde:

ΔP = Variación de la demanda total del SEN entre el instante pre-falla (cuando la frecuencia está en el punto A) y el instante post-falla (cuando la frecuencia está en el punto B). Dado que no se cuenta con registros de la demanda total con la resolución y sincronización necesaria para determina en forma precisa su valor en los puntos A y B, *se aproxima por el valor neto de la generación desconectada durante la contingencia* (visto desde el SEN).

Δf = Diferencia entre la frecuencia pre-falla (punto A) y la frecuencia post – falla (punto B), posterior a la actuación de los reguladores de velocidad de las unidades sincrónicas (error permanente de la frecuencia) y antes de comenzar el aporte del control secundario de frecuencia. Para compatibilizar los valores de frecuencia con el monto neto de la generación desconectada, *la frecuencia post – falla corresponderá a aquella justo antes de iniciarse la acción del AGC, es decir, del orden de 2 ciclos de AGC (aproximadamente 8 segundos desde producida la desconexión de generación)*.

Cabe señalar, que este método es una aproximación pues no incorpora explícitamente la dependencia de la carga con la desviación de frecuencia, por lo que en la práctica el valor del Bias determinado es una estimación de la Característica de Regulación Combinada del Sistema (B).

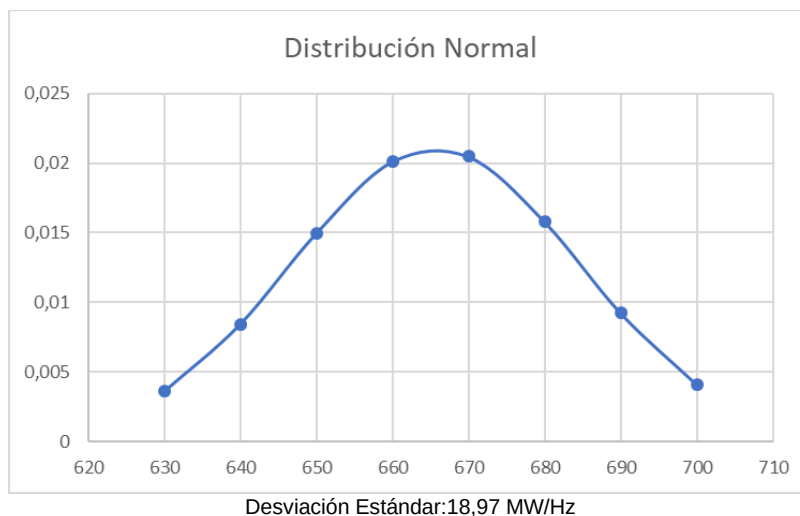
3 Resultados de la revisión del cálculo del BIAS con registros recientes

A continuación, se presentan los valores de Bias obtenidos de acuerdo con registros de desconexión de generación que han afectado al SEN durante el año 2020, para distintos niveles de inercia en el sistema y considerando contingencias sin activación de EDAC. No se tomaron eventos del último trimestre de 2019 dado que los montos para el CPF y la distribución de las reservas es distinto a partir de enero de este año, con la entrada del nuevo régimen de SSCC.

Tabla 1: Listado de eventos considerados para la estimación del Bias

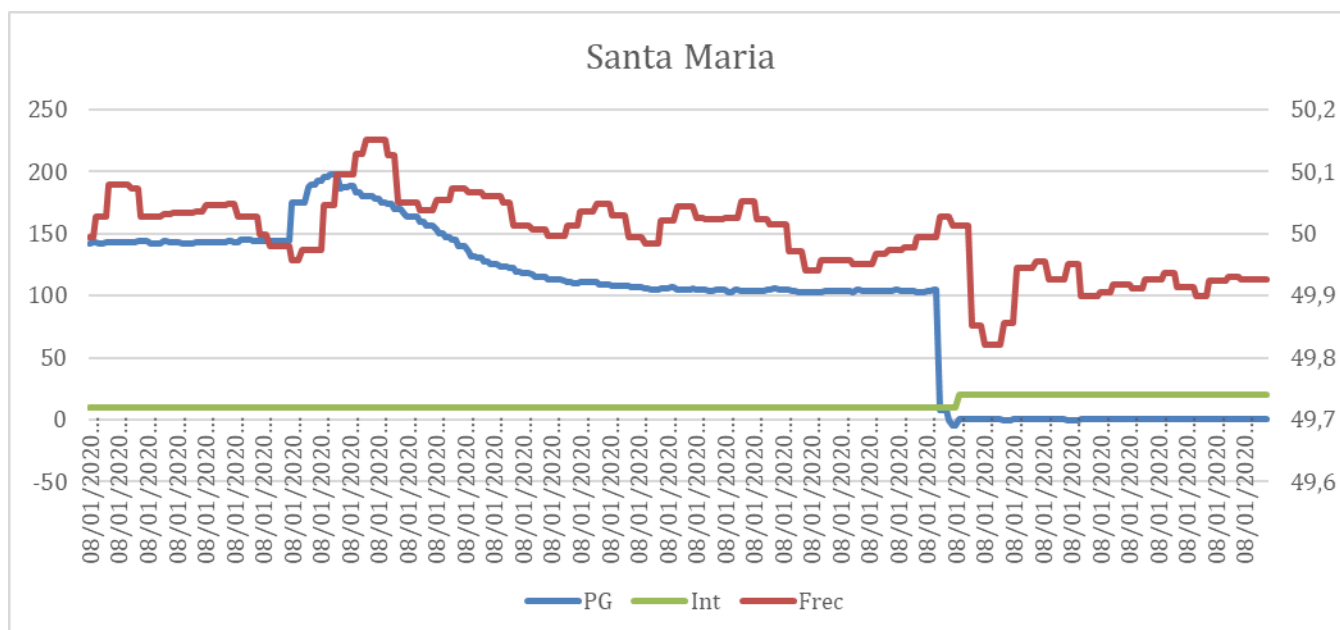
Fecha	Hora	Unidad	Generación desconectada MW	Frecuencia		Bias MW/Hz
				Pre falla	Post falla	
08-01-2020	9:14	Santa María	103	50,012	49,856	659
09-01-2020	17:41	Pehuenche 2	106	49,959	49,801	671
08-02-2020	19:41	CTH	58	49,954	49,869	682
12-02-2020	13:17	U-16	157	50,022	49,79	677
14-02-2020	14:03	U-16	153	49,952	49,72	659
19-02-2020	4:57	CTH	168	50,02	49,76	646
06-03-2020	21:17	Kelar TG	130	49,924	49,73	670
06-03-2020	21:17	Kelar TV	42	49,787	49,72	626
22-03-2020	11:47	CTM3	133	50,075	49,877	671
28-03-2020	00:31	CTH	120	50,065	49,892	693

De acuerdo con lo anterior, el valor del Bias promedio es de 665 MW/Hz. Dicho valor es superior en un 7% con respecto al valor del Bias promedio determinado en la anterior versión de este informe (620 MW/Hz). Por lo tanto, se considerará un valor de **65 MW/0.1Hz** para el BIAS del SEN, con el que se parametriza esta característica en el AGC del Coordinador.

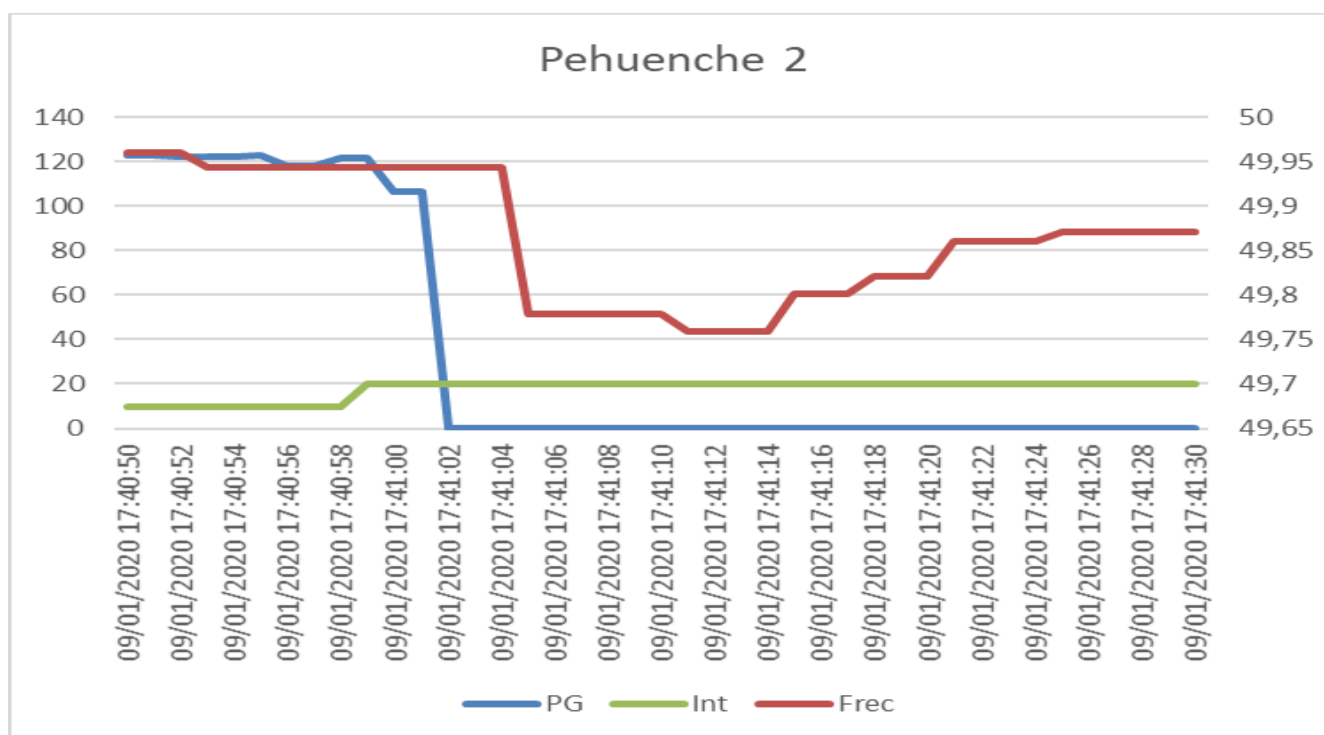


4 Anexo: Registros de frecuencia durante fallas de generación.

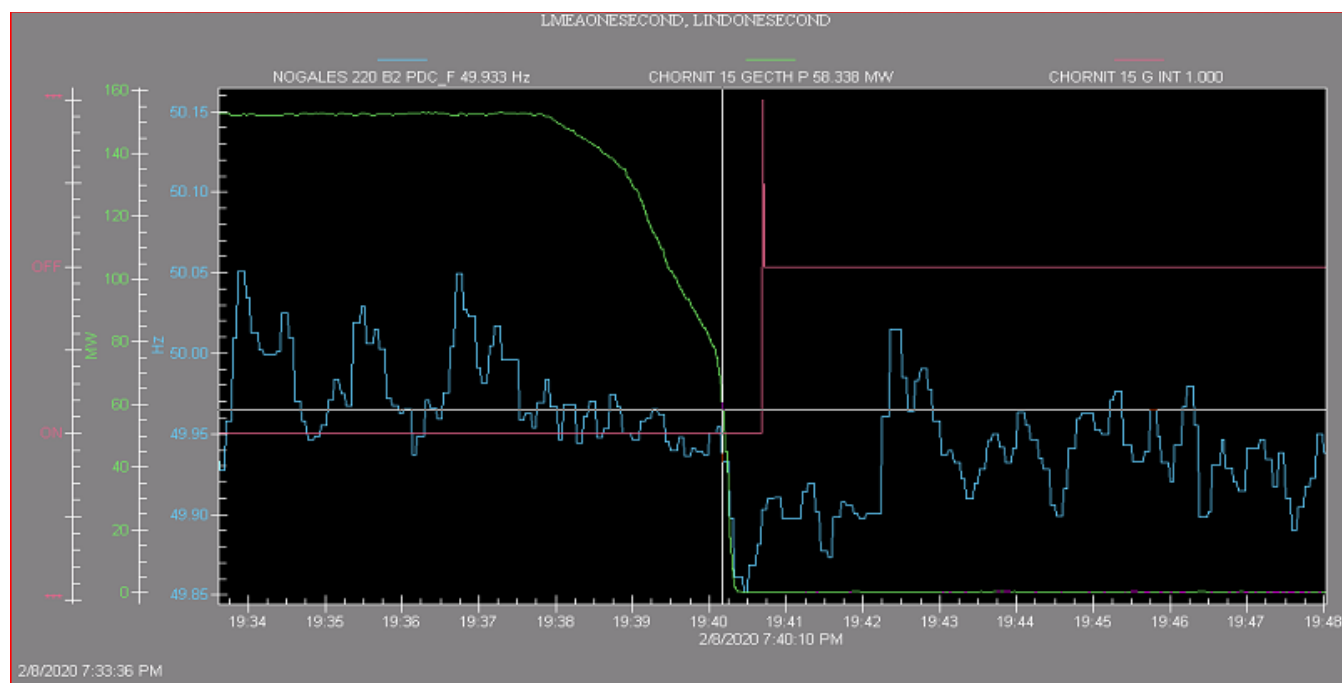
Evento: 08/01/2020 Santa María, desconexión de generación 103 MW



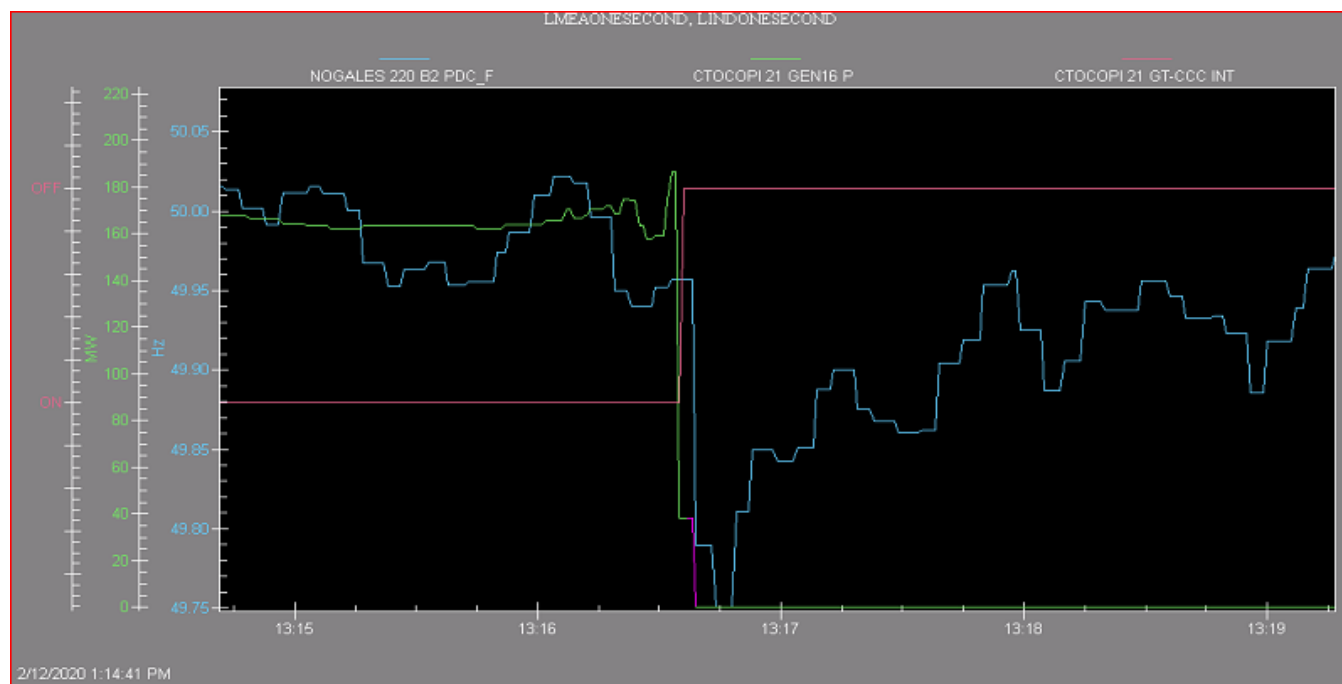
Evento: 09/01/2020 Pehuenche 2, desconexión de generación 106 MW



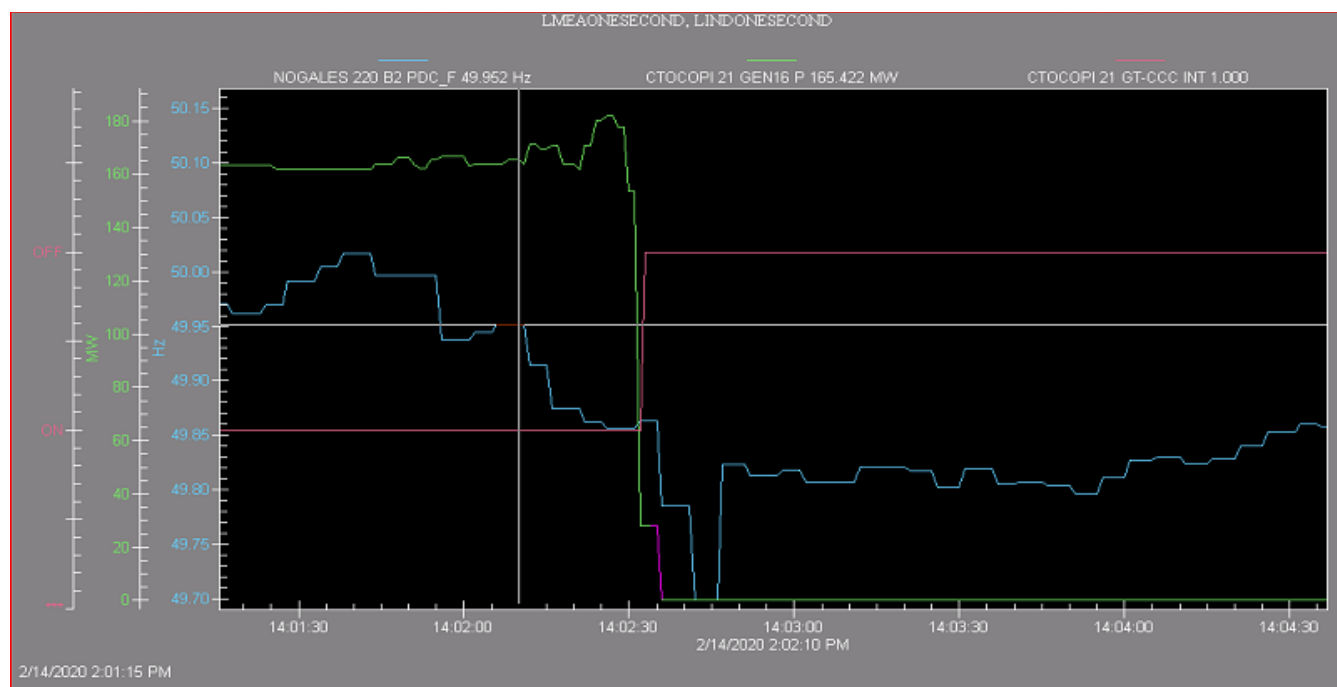
Evento: 08/02/2020 Hornitos CTH, desconexión de generación 58 MW



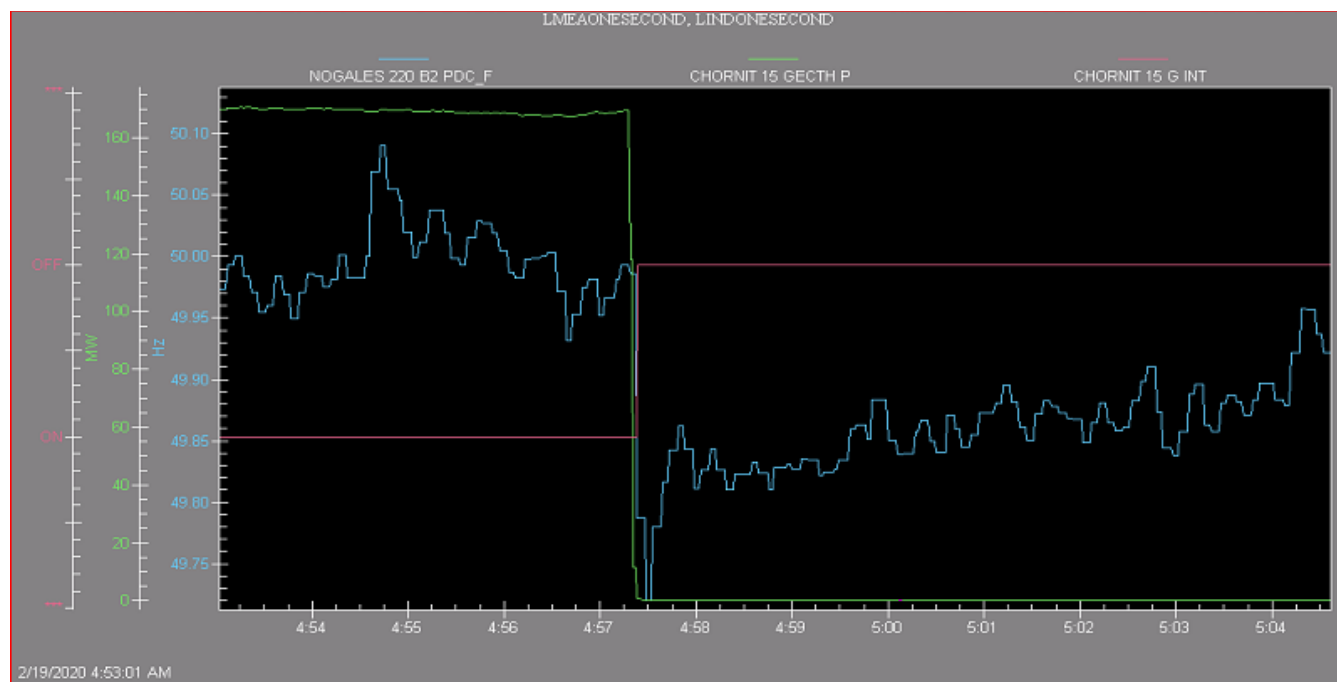
Evento: 12/02/2020 Tocopilla U16, desconexión de generación 157 MW



Evento: 14/02/2020 Tocopilla U16, desconexión de generación 153 MW



Evento: 19/02/2020 Hornitos CTH, desconexión de generación 168 MW



Evento: 06/03/2020 Kelar, desconexión de generación TG2 130 MW y TV 42.4 MW

TG2



TV



Evento: 22/03/2020 CTM 3, desconexión de generación 133 MW



Evento: 28/03/2020 Hornitos CTH, desconexión de generación 120 MW

