

---

# Procedimiento para determinar el Bias ( $\beta$ ) del AGC del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

Septiembre 2019

---

Departamento de Aplicaciones para la Operación  
Subgerencia de Aseguramiento de la Operación  
Gerencia de Operación



## Contenidos

|  |    |
|--|----|
| Contenidos .....   | ii |
| 1 Marco Teórico .....  | 3  |
| 2 Métodos para el cálculo del BIAS ( $\beta$ ) .....                           | 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:

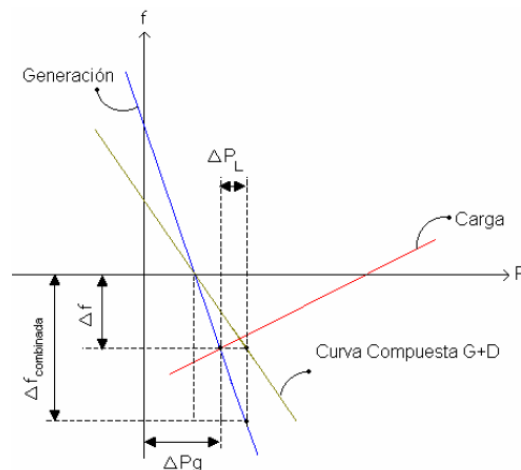


Figura 1: Representación de la característica de generación y carga en el plano Potencia-frecuencia

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

**Si  $\beta$  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  $\beta$  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 ( $\beta$ )

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, 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.

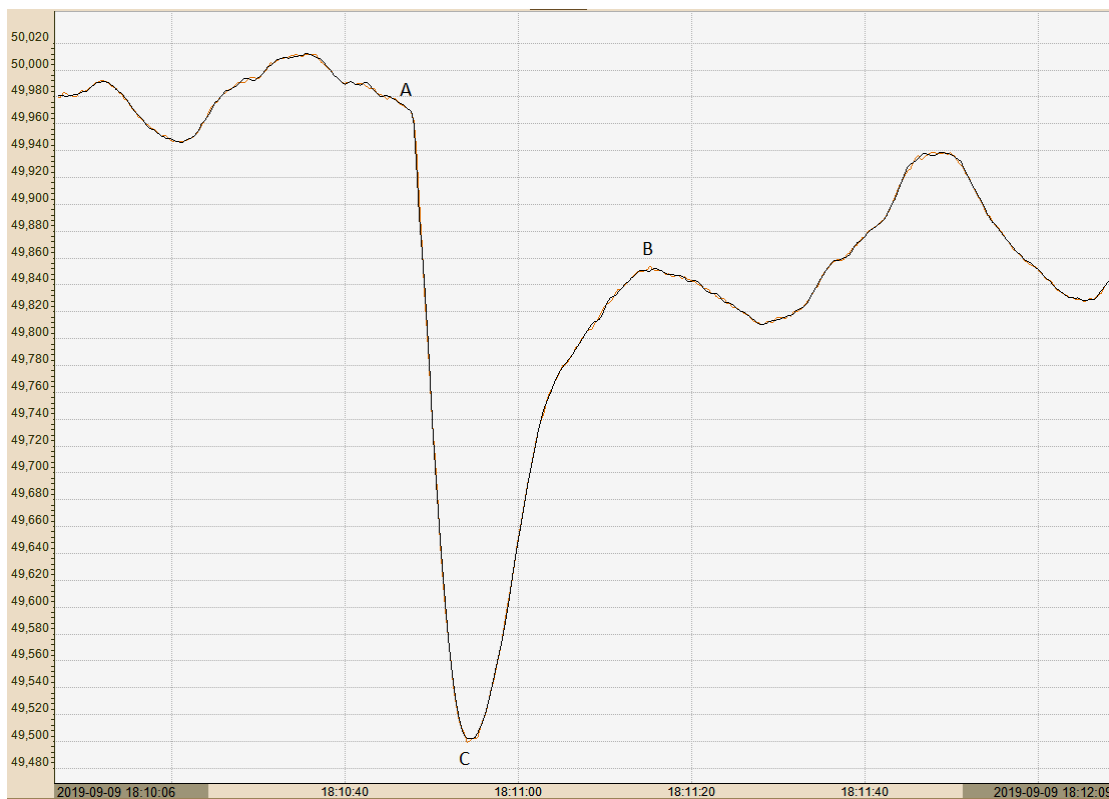


Figura 2: Comportamiento de la frecuencia ante contingencia de generación

Donde:

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

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:

$\Delta P$  = 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 de neto de la generación desconectada durante la contingencia (visto desde el SEN).

$\Delta f$  = 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 representativos de distintos niveles de inercia en el sistema y que afectaron al SEN durante el mes de septiembre de 2019.

| Fecha      | Hora  | Unidad     | Generación<br>desconectada<br>MW | Frecuencia   |               | Bias<br>MW/HZ |
|------------|-------|------------|----------------------------------|--------------|---------------|---------------|
|            |       |            |                                  | Pre<br>falla | Post<br>falla |               |
| 09-09-2019 | 18:11 | Bocamina 2 | 292,0                            | 49,970       | 49,507        | 631           |
| 11-09-2019 | 14:29 | Pangue 2   | 90,0                             | 49,977       | 49,839        | 652           |
| 13-09-2019 | 5:07  | Bocamina 2 | 232,4                            | 49,890       | 49,506        | 605           |
| 20-09-2019 | 22:53 | CTM 2      | 128,0                            | 49,969       | 49,753        | 593           |

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

De acuerdo con lo anterior, el valor del Bias promedio es de 620 MW/Hz. Dicho valor es consistente con el valor de **60 MW/0.1Hz** con el que se parametriza esta característica actualmente en el AGC del Coordinador.

#### 4 Anexo: Registros de frecuencia durante fallas de generación.

**Evento: 09/09/2019 Bocamina 2, desconexión de generación 292 MW**



**Evento: 11/09/2019 Pangue 2, desconexión de generación 104 MW**



**Evento: 13/09/2019 Bocamina 2, desconexión de generación 232.4 MW**



**Evento: 20/09/2019 CTM 2, desconexión de generación 128 MW**

