



UNIVERSIDAD NACIONAL DE ROSARIO
FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS, INGENIERÍA
Y
AGRIMENSURA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ÁREA SISTEMAS DE POTENCIA

PROYECTO DE INGENIERÍA

CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN
PARA LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA Y
CÁLCULO DE FACTOR BIAS

Autoras:

Silva, Shannon Ashley (Legajo: S-5264/7)
Ubici, Trinidad (Legajo: U-0528/2)

Directores Técnicos:

Ing. Gallego, Félix
Ing. Mirable, Juan Pablo

Cátedra de Proyecto:

Ing. Fernando Alonso

2024

Índice

Síntesis	4
Parte 1. Introducción	6
Capítulo 1. Regulación de frecuencia	6
1.1 Introducción.....	6
1.2 Estabilidad de frecuencia.....	7
1.3 Repuesta del sistema ante variaciones de frecuencia	11
1.4 Regulación primaria de frecuencia	13
1.5 Regulación secundaria de frecuencia	19
1.6 Regulación terciaria de frecuencia	20
Capítulo 2. Fundamentos del control automático de generación	21
2.2 AGC en sistemas de única área	23
2.3 AGC en sistemas interconectados	25
2.4 Selección del factor bias de frecuencia.....	27
2.5 Antecedentes a nivel mundial.....	28
Capítulo 3. Descripción del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).....	30
3.1 Requisitos para la participación en la regulación de frecuencia.....	31
Capítulo 4. Consideraciones sobre teoría de control.....	36
Capítulo 5. Introducción al caso de estudio	38
Parte 2. Desarrollo.....	39
Capítulo 6. Criterios de simulación.....	39
6.1 Desarrollo del modelo dinámico.....	41
6.2 Selección de datos	48
6.3 Validación de modelo.....	49

Capítulo 7. Casos de estudio	54
7.1 Caso 1: Alta penetración de energías renovables - RSF térmica e hidroeléctrica	54
7.2 Caso 2: Alta penetración de energías renovables - RSF térmica.....	60
7.3 Caso 3: Factor bias constante - Análisis de la respuesta transitoria ante un escalón de potencia para las condiciones correspondientes a cada hora de un día típico de verano.	66
7.4 Caso 4: Factor bias variable - Análisis de la respuesta transitoria considerando la demanda de un día de verano con variaciones tipo rampa.	73
Parte 3: Resultados y conclusiones	78
Capítulo 8. Conclusiones	78
8.1 Referencias	82

Síntesis

Un eje pilar del funcionamiento correcto y estable de un sistema eléctrico de potencia es la regulación de frecuencia, una acción de control que tiene como fin mantener la frecuencia en su valor nominal. Los actores principales para realizar este tipo de control son los generadores, por lo que el conocimiento de la capacidad de cada uno presenta ser un factor determinante a la hora de tener que ejercer la regulación. Históricamente, por la simplicidad de los sistemas eléctricos, pocas máquinas generadoras eran suficientes para llevar a cabo la regulación. Esta cantidad también permitía que con facilidad se pudiera coordinar de forma manual aquel generador seleccionado para encargarse de devolver la frecuencia a su valor nominal ante una perturbación.

Por el crecimiento de la población y la modernización de la sociedad, surgió la necesidad de agrandar el sistema de distribución eléctrica, con el cual se acoplaron una serie de problemas a solucionar. La interconexión de distintos puntos del sistema solucionó muchas de estas cuestiones, pero la complejidad introdujo otros desafíos a resolver. Cómo coordinar cuales generadores realizaría regulación de frecuencia, de qué forma y cuánto aportaría cada uno, fueron cuestiones importantes y necesarios de definir. A esta problemática se agregó el hecho de que esta coordinación y asignación se debía hacer de forma manual.

Con el tiempo, los avances de la tecnología fueron resolviendo muchas cuestiones de regulación de frecuencia mediante la automatización por controladores. Si bien se habían solucionado algunos puntos, quedaba pendiente encontrar la forma de regularizar el estado original de aquellos generadores que se habían encargado en primera instancia de estabilizar la frecuencia. Cuando surgió la solución a este tema, nuevamente apareció la necesidad de automatizar este trabajo por la complejidad del sistema y para buscar la optimización del sistema eléctrico. Esto se logró mediante el control automático de generación, recurso utilizado actualmente en muchos países, pero poco aplicado y con bajo estudio en la Argentina.

A través del presente proyecto se desarrolla un modelo matemático para llevar a cabo un análisis sobre el control automático de generación en el sistema de potencia de Argentina. Uno de los principales desafíos en la actualidad argentina consiste en coordinar los generadores participantes de la regulación secundaria y definir el aporte de cada uno. El modelo simulado tiene como fin definir un cálculo adecuado del factor bias, valor que determina el aporte adecuado de los generadores participantes. De esta forma, se busca optimizar las acciones de control de la regulación secundaria de frecuencia del país mediante un sistema automático integrado y que se pueda reducir la intervención manual por parte del operador de red. A lo largo de este proyecto, utilizando un modelo desarrollado en Simulink, se estudiarán distintos escenarios de generación y demanda, la respuesta de la frecuencia y otras variables eléctricas, y factores de eficiencia definidos por CAMMESA, ente regulador argentino.

Parte 1. Introducción

Capítulo 1. Regulación de frecuencia

1.1 Introducción

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) cumplen la función de generar y transferir potencia eléctrica, tanto activa como reactiva, desde las fuentes de energía hasta las cargas finales mediante la interconexión de distintas áreas. Para asegurar el correcto funcionamiento del sistema se hace imprescindible el control de las distintas variables que definen su comportamiento, siendo las más importantes la tensión y la frecuencia. Ambas pueden modificarse mediante sistemas de control o elementos de la red.

Para lograr dicho control eficaz de la tensión y frecuencia de la red, es necesario conocer las correlaciones que guardan estas con el flujo de potencia. De acuerdo con la teoría de los sistemas de potencia, se sabe que la transmisión de la potencia reactiva a través de una línea se condice con el valor de la tensión en los extremos de la misma. Mientras tanto, la frecuencia de la red depende fuertemente del intercambio de potencia activa entre puntos de generación y la demanda. Generalmente, la transferencia de la potencia activa como la reactiva se trata en conjunto cuando se analiza el funcionamiento de un sistema de potencia. Sin embargo, el enfoque de este proyecto es el estudio de la regulación de la frecuencia y potencia activa mediante sistemas de control automáticos, por lo que no se tratará el tema del control de potencia reactiva.

La regulación de la frecuencia cumple la función de mantener la misma en un valor constante y predeterminado considerado como su valor nominal, siendo esta 50 Hz en Argentina. Esto resulta de vital importancia debido a que los equipos que se conectan a la red se diseñan para operar en estricto rango alrededor de dicho valor. Por esto mismo cuando la frecuencia se desvía de su valor nominal, algunas cargas comienzan a funcionar inadecuadamente, siendo este fenómeno más pronunciado a medida que la desviación se hace mayor. Un ejemplo claro de esto son los motores de inducción autoventilados los

cuales expulsan el calor interno girando sus rotores a velocidad nominal. Si disminuye la frecuencia del sistema, la velocidad de los motores se reduce por debajo de la nominal, por lo que no podrán liberar suficiente calor y potencialmente se pueden dañar sus devanados por el calentamiento excesivo. Si ocurre lo contrario y aumenta la frecuencia por encima de la nominal, el motor comenzará a girar a una velocidad mayor. Al no cambiar su referencia, la máquina continúa entregando la misma potencia, pero a mayor velocidad, reduciendo el torque de salida siendo también una situación desfavorable de operación. Adicionalmente, una caída considerable de la frecuencia puede resultar en altas corrientes de magnetización en motores y transformadores, dañando sus devanados [1]. Otros tipos de equipos que se pueden adelantar o atrasar cuando la frecuencia se encuentra fuera de su valor nominal son los relojes y ciertos automatismos de dispositivos electrónicos ya que miden el tiempo en función de la frecuencia de alimentación. Si los equipos de la red comienzan a funcionar incorrectamente, se pierde la estabilidad del sistema de potencia.

1.2 Estabilidad de frecuencia

Para poder entender cómo se lleva a cabo la regulación frecuencia-potencia, primero se debe comprender en que consiste la estabilidad del sistema de potencia. Dado que un sistema de potencia se encuentra en constante cambio y además se compone de varios elementos que operan en conjunto es posible que exista interacciones dinámicas entre sí que afecten tanto a componentes individuales como a distintas áreas del sistema. Estas interacciones pueden ocasionar perturbaciones que hagan que el funcionamiento del sistema de potencia como un conjunto sea inseguro y poco confiable. [2] Por lo tanto, la estabilidad de un sistema eléctrico se define como su capacidad de recuperar un estado de equilibrio operativo luego de someterse a estas perturbaciones.

Normalmente, los problemas de estabilidad se pueden clasificar según la variable principal afectada, el tamaño de la perturbación, y el intervalo tiempo que se debe considerar para evaluar la estabilidad. Las categorías que se utilizan dentro de la

ingeniería eléctrica son estabilidad de ángulo rotórico, estabilidad de tensión y estabilidad de frecuencia, siendo esta última relevante para este proyecto. La estabilidad de frecuencia hace referencia a la capacidad que tiene el sistema de mantener frecuencia constante luego de perturbaciones. Dado que la demanda de un sistema varía constantemente y no de forma simultánea en todas sus áreas, es común hablar de un estado cuasi-estacionario cuando la generación cubre la demanda instante a instante y se mantiene la estabilidad. En cambio, se refiere a estabilidad dinámica cuando el desbalance es mayor y se debe a perturbaciones de mayor magnitud donde se ven involucrados fenómenos transitorios. Estos normalmente se originan cuando se produce un cambio brusco o la pérdida de una unidad de demanda o generación.

A su vez, se puede clasificar la inestabilidad de frecuencia en fenómenos de corto plazo y largo plazo. La inestabilidad de corto plazo generalmente es producto del mal funcionamiento de los controles y protecciones, pudiendo dar origen a apagones o islas del sistema de potencia.

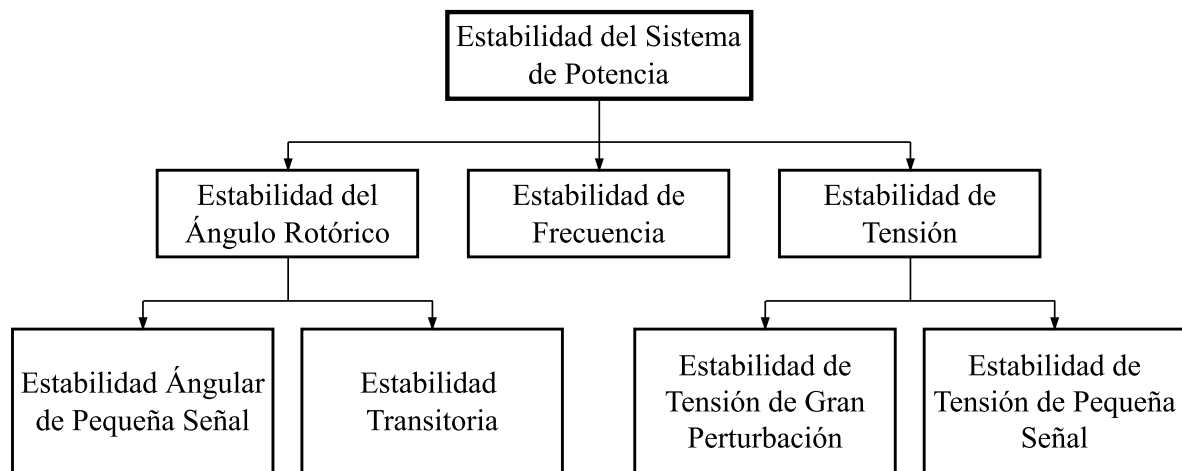


Figura 1. Clasificación de estabilidad

En los casos en los que es inevitable la aparición de perturbaciones que generan inestabilidad de frecuencia, es necesario contar con medidas de control que mantengan el equilibrio del sistema alrededor de un punto de operación estable. Con tal fin, es

importante conocer que fenómenos electromagnéticos aparecen durante estas perturbaciones para poder limitar los efectos de los mismos.

Cuando se desea que un generador sincrónico entregue más potencia a la red, deberá aumentar su torque electromagnético dado por el torque mecánico de la turbina que gira su rotor (también referido como máquina primaria). Ocurre lo contrario cuando la unidad baja su despacho de potencia. A su vez, cualquier aumento de la potencia consumida por la demanda se traduce físicamente en un incremento de un torque frenante que se ejerce en sentido contrario al que entrega el generador. Esto implica que cada vez que el torque frenante producido por el aumento de carga sea mayor al torque electromagnético del conjunto turbina-generador, existirá un desbalance entre torques y potencias tal que se frene el rotor del generador. Se produce una desaceleración y disminución de la velocidad del generador por lo cual se origina la caída de la frecuencia. Ocurre lo contrario cuando decrece la potencia consumida por las cargas: el torque electromagnético del conjunto turbina-generador será mayor que el torque frenante de las cargas. Por lo tanto, habrá una aceleración del rotor de la máquina y en consecuencia un incremento de la frecuencia de la red. Esto mismo se puede visualizar en la siguiente figura 2.

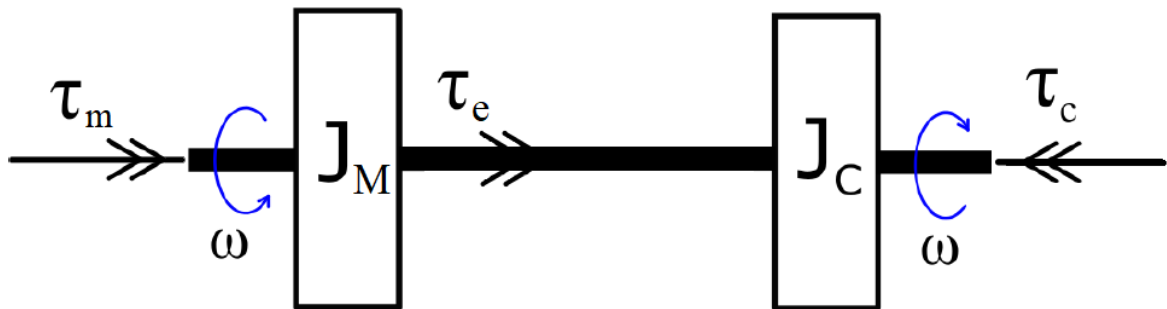


Figura 2. Balance de torques.

Bajo condiciones de operación normales, deberá existir un balance entre torque electromagnético del generador y el torque electromagnético frenante de la carga tal que se opere con frecuencia constante, como describe la segunda Ley de Newton [3]:

$$J \frac{d\omega}{dt} + D_{fr} \cdot \omega = \tau_m - \tau_c$$

Donde J es la inercia total del conjunto turbina-generator más la inercia de la carga que ejerce un torque frenante, ω es la velocidad del eje del generator, τ_m es el torque total que produce la turbina, τ_c es el torque en oposición ejercido por la carga, y D_{fr} es el coeficiente de un torque de amortiguamiento que se debe a las perdidas mecánicas del rotor por fricción. En régimen permanente, ω es la velocidad sincrónica (ω_{sinc}) y:

$$\tau_m - \tau_c = D_{fr} \cdot \omega.$$

El torque electromagnético neto producido por el conjunto turbina-generator τ_e equivale al torque que ejerce la turbina menos el torque producido por la fricción:

$$\tau_e = \tau_m - D_{fr} \cdot \omega$$

Por lo tanto, cuando $\tau_c > \tau_e$ el conjunto turbina-generator se desacelera, ocurriendo lo contrario si $\tau_c < \tau_e$. El sistema se encontrará en estado estacionario cuando $\tau_c = \tau_e$.

Si la misma ecuación se plantea en términos de potencia en lugar de torque realizando la simplificación que, para pequeñas desviaciones de la frecuencia $\omega \cong \omega_{sinc}$, se obtiene la ecuación de *Swing* la cual define la dinámica del rotor de un generator [4].

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} + D \cdot \frac{d\delta}{dt} = P_e - P_c$$

Siendo δ el ángulo rotórico del generator, $D = D_{fr} \cdot \omega_{sinc}$ el coeficiente de amortiguamiento, y $M = J \cdot \omega_{sinc}$ el momento angular del rotor a velocidad sincrónica. Se suele expresar al momento angular del rotor en términos de una constante de inercia H característico de cada tipo de turbina. Esta constante establece la relación entre la energía cinética almacenada en el rotor a velocidad sincrónica y la potencia nominal del

generador S_{nom} , definiendo los segundos que tardará la máquina en generar a máxima potencia.

$$H = \frac{M \cdot \omega_{sinc}}{2 \cdot S_{nom}}$$

Mientras que las perturbaciones de la red sean pequeñas, causando desviaciones mínimas (menor a 0,1 Hz [5]) no será necesario llevar a cabo acciones de control ya que las propias cargas se adecuarán para operar a estos nuevos valores. En cambio, cuando la perturbación es grande (la conexión de una carga de gran potencia o desconexión de un generador) es de esperar que la frecuencia se desvíe algunos Hertz de su valor nominal. En estos casos, se requiere hacer actuar el governor e implementar acciones de control referidas comúnmente como regulación primaria, secundaria y terciaria de frecuencia, diferenciándose principalmente por sus tiempos de actuación y, por ende, sus dinámicas. A continuación, se desarrollarán estos temas.

1.3 Repuesta del sistema ante variaciones de frecuencia

Antes de comenzar a desarrollar el concepto de regulación primaria de frecuencia es necesario explicar el comportamiento natural de los rotores de las máquinas ante fluctuaciones de la frecuencia. Recordando lo explicado anteriormente, cualquier desbalance de potencia resultará en una aceleración o desaceleración del rotor de un generador por el desequilibrio de torques electromagnéticos. El rotor de una máquina al tratarse de una masa rotante posee una inercia rotante caracterizado por la constante de inercia H , el cual se va a oponer ante cualquier cambio en la velocidad de este. Por lo tanto, en el momento en que se produce el desequilibrio de potencia, la inercia rotante de los generadores sincrónicos intentará resistir una variación de su velocidad. Esto resulta en una primera mitigación de la desviación de la frecuencia. La variación instantánea de la frecuencia luego de la perturbación no será tan grande como sería en el caso de no contar con la inercia rotante de todos los generadores conectados a la red [1].

Adicionalmente existe otro fenómeno que contribuye a la estabilización de la frecuencia asociada al comportamiento de las cargas. El funcionamiento de algunas cargas depende de la frecuencia de la red, como es el caso de los motores. Por ende, si un aumento de la potencia demandada ocasiona una disminución de la frecuencia, los motores comenzarán a desacelerarse. Esto viene acompañado de una reducción de la potencia demanda por los motores lo cual favorece a la mitigación de la desviación de la frecuencia de la red. La relación entre la frecuencia y la demanda que caracteriza este comportamiento se define con la constante de amortiguamiento D de la demanda total. Tanto este coeficiente como la constante de inercia H dependerá de la composición de la demanda. Se puede afirmar entonces que la potencia total demandada tiene una componente dependiente de la frecuencia y una independiente de la misma, expresado en la siguiente ecuación.

$$\Delta P_e = \Delta P_l + D \cdot \Delta \omega_r$$

- ΔP_e : potencia total demandada
- ΔP_l : potencia independiente de la frecuencia
- $D \cdot \Delta \omega_r$: potencia dependiente de la frecuencia

La inercia total del sistema equivale a la suma de todas las constantes de inercia de los generadores sincrónicos conectados a la red. Por lo tanto, cuanto más rotor cuente el sistema de potencia interconectado, mayor es su capacidad de mitigar cambios en la frecuencia. Ocurre lo mismo con la constante de amortiguamiento, pudiendo determinar un valor equivalente.

Los dos fenómenos mencionados se ven presentes en las máquinas rotantes, no así como en las cargas estáticas o la generación renovable, por lo que no aportarán a la estabilización de la frecuencia. Por otro lado, estas alcanzan para prevenir variaciones significantes de la frecuencia solo cuando la variación producida por la perturbación es pequeña. En tales casos se asume que la velocidad del rotor, y por ende la frecuencia, se mantienen constantes. Cuando la perturbación es mayor, no alcanza con depender del

comportamiento natural de los rotores de las máquinas, sino que ya se hace necesario ejercer acciones de control.

1.4 Regulación primaria de frecuencia

La regulación primaria de frecuencia (RPF) es la primera acción que ejerce el sistema de control de la red ante un desequilibrio de potencias, operando en un margen de tiempo entre 2 a 20 segundos. Esta acción la realiza el regulador de velocidad de la turbina de los generadores que se encuentra seteado con un valor de referencia. El mismo sube o baja la potencia generada según el cambio de la frecuencia de tal manera de mantener la velocidad de la turbina constante. Si no fuese por este, el valor final de la frecuencia del sistema frente a cambios de la demanda quedaría determinada por la constante de amortiguamiento de la demanda. Para que esta regulación sea efectiva los generadores que regulan deben ser despachados por debajo de su carga máxima y así disponer de un margen de potencia con respecto a su potencia máxima operable denominado Reserva Rotante (RR). La misma se define como la diferencia entre el mínimo técnico de la máquina y la potencia máxima. Aquellas máquinas capaces de mantener una reserva rotante son las turbinas de vapor o gas y las hidroeléctricas.

La reserva rotante total que se determina con anterioridad como necesaria para la RPF se deberá distribuir lo más uniformemente posible sobre el sistema de potencia. De esta forma, se reduce el riesgo de sobrecargar algunas líneas de transmisión. Sin embargo, la reserva rotante que tendrá cada máquina para poder aportar o reducir su potencia dependerá de su recta de estatismo y de la consigna de su potencia de referencia.

Luego, la tecnología renovable al no poder regular su generación por su naturaleza intermitente no participa en la regulación de frecuencia. Algunos generadores convencionales por cuestiones técnicas y de margen de regulación, tampoco son capaces de participar de esta acción de control.

A pesar de ser una medida de acción que permite recuperar el balance entre la demanda y la generación y estabiliza la frecuencia en un valor seguro de operación por un tiempo acotado, presenta una serie de problemas.

Existe un error en régimen permanente de la frecuencia ya que su valor final se estabiliza en una frecuencia distinta a la nominal, afectando el comportamiento de las cargas. Adicionalmente, deja a los generadores sin un margen para poder volver a actuar en caso de que se repita la misma perturbación o se presente una falla. Por último, dado que el reparto de la carga entre los generadores luego de un cambio de la demanda depende del estatismo de cada máquina, no se suele cumplir los flujos de potencia programados por área cuando se trata de un SEP interconectado. Para poder afrontar y corregir estos dos problemas, entra en operación la regulación secundaria de frecuencia.

1.4.1. Característica frecuencia-potencia negativa: Estatismo

La característica de frecuencia-potencia negativa o el estatismo de un generador define la capacidad del mismo para compensar un desequilibrio de potencia a costa de una desviación en la frecuencia. La misma se representa como una recta con pendiente definida por el incremento relativo de la frecuencia sobre el incremento relativo de la potencia, pero con signo negativo. Por lo tanto, un estatismo del 10% indica que un aumento del 10% de la frecuencia provoca una disminución del 100% de la potencia de salida del generador. Los reguladores se diseñan con estas características para permitir que participen varios generadores de la regulación primaria sin generar inestabilidad.

Si se quisiera hacer que participen varias máquinas a la vez sin esta característica particular, ante una variación de la frecuencia todos los generadores intentarían compensar ese cambio para volver a su velocidad de referencia, creando una competencia entre ellas. El resultado sería una variación continua de la frecuencia que eventualmente provocaría la inestabilidad del sistema. Con la recta de estatismo, la respuesta de generación de cada unidad ante una variación de demanda es proporcionalmente menor cuando puede ser absorbida por más de un generador, haciendo que la variación de la

frecuencia del mismo sea menor. Cuanto más generadores tenga el sistema, más horizontal será la característica de estatismo total, permitiendo mantener frecuencias en valores muchos más estables. [4] Para obtener un valor de estatismo equivalente de un sistema multimáquina de n generadores, se utiliza la siguiente ecuación:

$$R_{eq} = \frac{1}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n}}$$

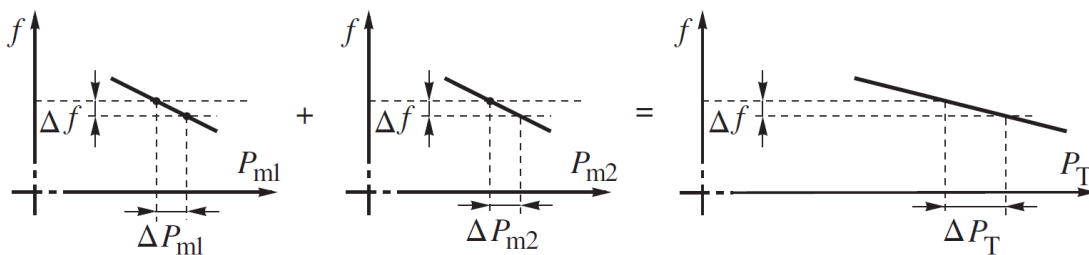


Figura 3. Característica de estatismo equivalente de un sistema multimáquina

Este es uno de los beneficios de los sistemas interconectados, siendo capaces de absorber cantidad de variabilidad de generación o demanda sin tener perturbaciones grandes en la frecuencia, ya que aun con un cambio grande de la potencia generada, la desviación de la frecuencia es pequeña.

La suma de la característica de estatismo de los governor R y la autorregulación de las demandas D determina la desviación de frecuencia en régimen permanente luego de una perturbación, como se muestra en la ecuación a continuación.

$$\Delta f = -\Delta P_l \cdot \frac{1}{D + \frac{1}{R}}$$

Esta suma se llama “característica de respuesta de frecuencia” expresada en MW/Hz y se la denomina β . El mismo término se expresa como la relación entre la variación de

potencia del área y la variación de frecuencia que se genera por el cambio en la potencia:

$$-\Delta P_i / \Delta f.$$

En áreas conectadas sincrónicamente provee potencia de la RPF y amortiguamiento de la demanda a todas las áreas ante una perturbación en alguna de ellas. Por lo tanto, la respuesta de frecuencia de cada área puede ser sumada para obtener una equivalente de todo el sistema.

A pesar de presentar esta ventaja principal la característica de estatismo existe un error en régimen permanente dado que se evita la competencia de los generadores para alcanzar sus velocidades de referencia. En este caso deberá actuar la regulación secundaria.

1.4.2. Potencia de referencia del governor

Las turbinas de los generadores encargados de girar el rotor están equipadas con un controlador denominado comúnmente *governor* como en inglés dado que gobierna las acciones del mismo. El governor es capaz de controlar la potencia de salida del generador variando la velocidad de giro de la turbina siguiendo la característica de estatismo de la máquina. Las señales de salida del equipo permiten variar la apertura de las válvulas de admisión de vapor o gas, o las compuertas de agua. Las variables entrantes al sistema del governor son medidas desde la red. Luego, la recta de estatismo sobre la cual operará el governor deberá ser tal que la potencia de referencia permita al generador tener un margen para entregar potencia cuando la frecuencia disminuye, y bajar la generación cuando aumente. En la siguiente figura se representa el diagrama de bloque correspondiente a una unidad generadora conectada a la red.

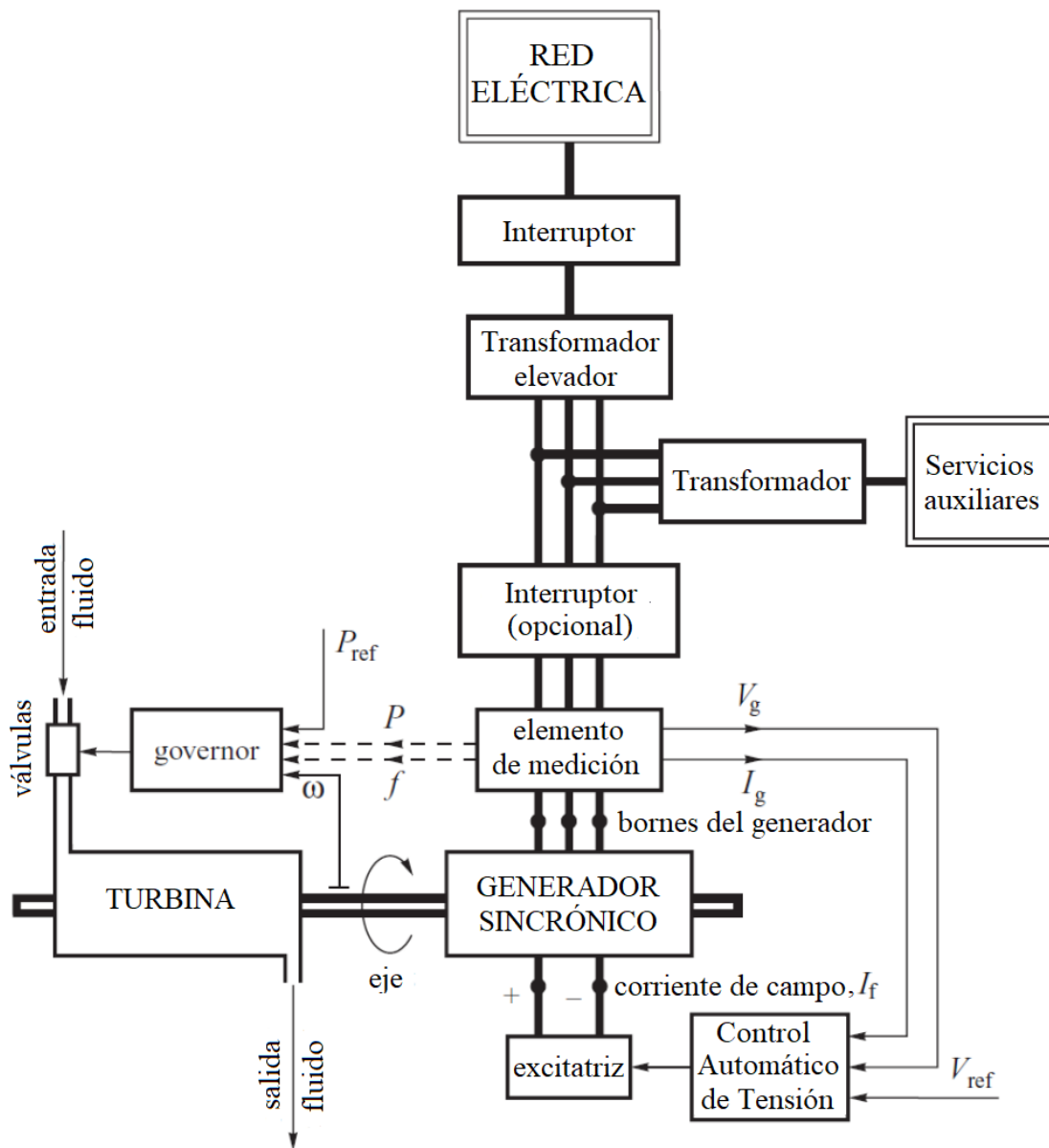


Figura 4. Diagrama de bloque de una unidad de generación.

A continuación, se muestran tres rectas de estadismo distintas para identificar referencias de potencia desfavorables y una bien seleccionada.

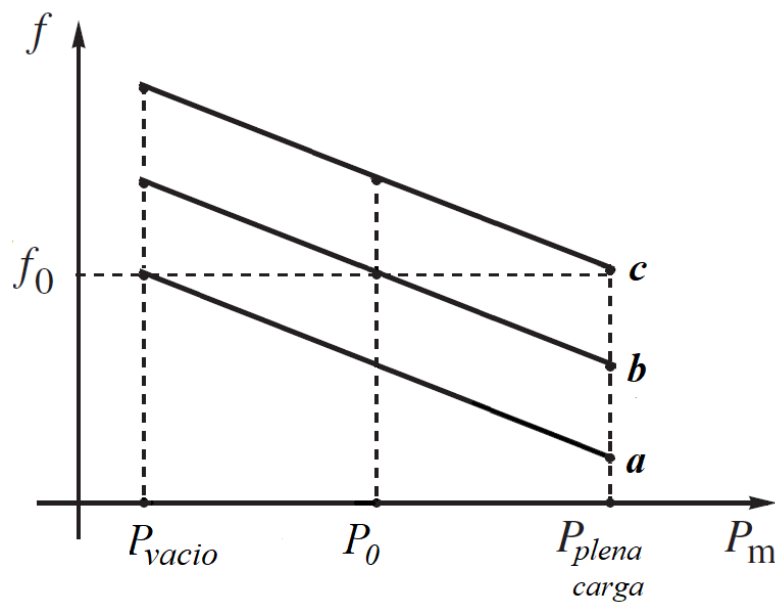


Figura 5. Rectas de estatismo según potencia de referencia.

Si la consigna de la potencia de referencia se asigna tal que la recta de estatismo quede como la a en la figura 5, cuando el generador opere a frecuencia nominal, el mismo se encontrará trabajando en su mínimo técnico. En este punto no aportará potencia a la red. Solo podrá generar cuando la frecuencia de la red decaiga, por lo que la máquina es incapaz de participar de la regulación primaria cuando la frecuencia aumenta por encima de la nominal.

Cuando la consigna de referencia se asigna tal que la recta se asimile a la c , el generador aporta 100% de su potencia nominal a frecuencia nominal, lo que implica que no podrá aportar cuando la frecuencia disminuya por debajo de la nominal.

Luego, si la consigna de la potencia de referencia a frecuencia nominal es tal que la recta de estatismo del generador se asimile a b entonces el mismo entregará el 50% de su potencia nominal. Tanto para un aumento como disminución de la frecuencia, el generador será capaz de participar de la regulación.

1.5 Regulación secundaria de frecuencia

Como se ha mencionado anteriormente, luego de un cambio de la demanda del sistema existirá un error entre la frecuencia de operación y la nominal. El sistema de potencia no podrá corregir esta diferencia por sí solo sin ninguna acción de control, por lo que entra en juego la regulación secundaria de frecuencia (RSF).

La regulación secundaria de frecuencia actúa entre las decenas de segundos hasta 2 o 3 minutos. Su principal función es corregir el error que permanece entre la frecuencia del sistema y la nominal luego de que haya actuado la regulación primaria, y adicionalmente mantiene los flujos de potencia programados entre áreas. Al hacer esto, también devuelve el margen de reserva a los generadores que ejercieron acciones de control primarios tal que vuelven a su estado de operación normal.

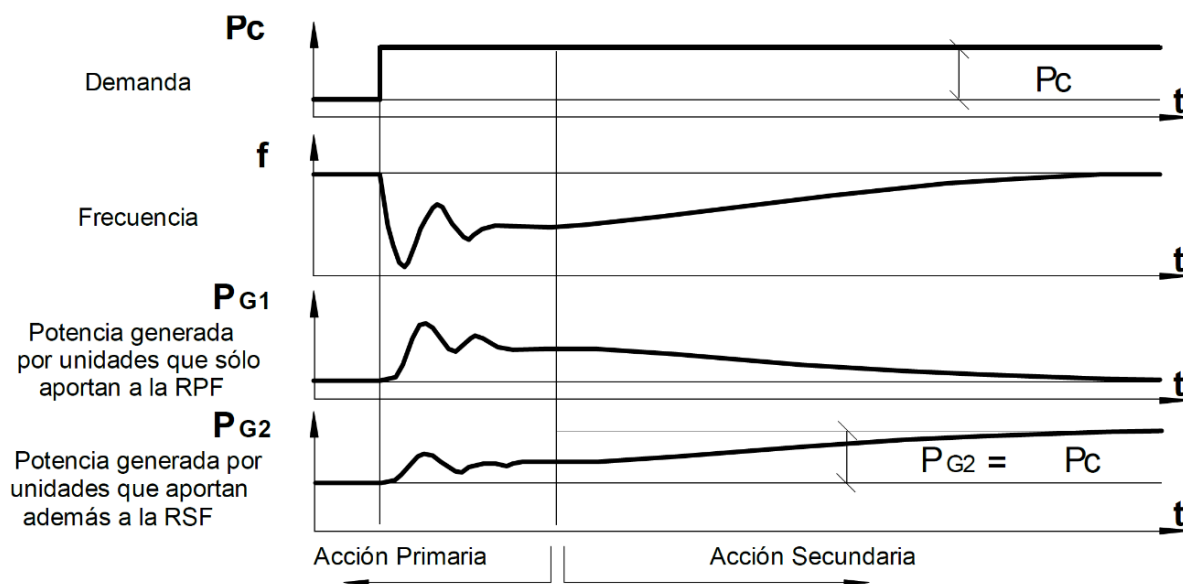


Figura 6. Evolución de demanda, frecuencia y generación con RPF y RSF.

Al igual que la regulación primaria, la acción de control de la regulación secundaria actúa sobre el control del governor de cada máquina. El mismo va a controlar la potencia de salida del generador mediante el aumento o disminución de la velocidad de giro. Al ser variaciones pequeñas de velocidad, se puede considerar que se mantiene

prácticamente constante y, por ende, los generadores se mantendrán en sincronismo con la red. En consecuencia, el cambio de la frecuencia de la red se logrará con el aumento o disminución de la potencia de varias máquinas.

Analíticamente, la acción de la regulación secundaria se puede ver como un traslado de la recta de estatismo de los generadores que realizan este tipo de control tal que el nuevo punto de operación de la máquina corresponda a la frecuencia nominal (se puede observar en la figura 5). Este punto es la nueva referencia de potencia que impone la acción de control de la regulación secundaria sobre el governor de la máquina. El mismo se encuentra limitado por los mínimos y máximos de potencia del generador.

En sistemas de potencia aislados, el control secundario automático puede ser implementado de manera descentralizada por una unidad generadora agregando un lazo de control suplementario al sistema governor-turbina.

En sistemas interconectados con distintas áreas de control, el control secundario no puede ser descentralizado porque el control suplementario no tiene información de donde se produce el desbalance de potencia, entonces un cambio en la demanda de un área resultaría en acción de regulación de todas las otras áreas, modificando el flujo acordado por las interconexiones. Por lo tanto, la ejecución de la RSF en sistemas interconectados se hace a través del Control Automático de Generación, tema que se abordará en los siguientes apartados.

1.6 Regulación terciaria de frecuencia

Para que la regulación secundaria sea efectiva, las unidades generadoras de un sistema deben disponer de una reserva suficiente de energía lista para compensar variaciones de demanda. Por lo tanto, el objetivo de la regulación terciaria es restituir la reserva de la regulación secundaria. Este tipo de acción de control actúa sobre los generadores que pueden estar o no acopladas al sistema de potencia, teniendo un tiempo de actuación de

alrededor 10 a 20 minutos. Luego, la activación de este control se hace manualmente a través de un operador de la red eléctrica en el que decide el generador participante.

Tanto los generadores que hacen regulación terciaria como secundaria deben tener un alto gradiente de toma de carga. Esto define la velocidad a la que cambian su generación desde vacío a carga nominal.

En Argentina, luego de una variación de la frecuencia, se asigna a una unidad la regulación terciaria en el caso en el que la variación haya producido una diferencia de más de 10 segundos entre cualquiera de las horas sincrónicas de los generadores y la hora patrón, siendo esta última la hora oficial del país. [5]

Capítulo 2. Fundamentos del control automático de generación

Mediante el control automático de generación (AGC) el control secundario es realizado a través de un controlador centralizado ubicado en el centro de control, cuyo rol es modificar automáticamente las referencias de potencia de los generadores hasta la eliminación de la desviación de frecuencia. De esta manera se permite contar con más de una central para el control secundario, aumentando la cantidad de reserva disponible.

Los objetivos principales del AGC son regresar la frecuencia al valor nominal especificado y/o mantener el intercambio de potencia entre área en los valores acordados, ajustando la potencia de generadores seleccionados. Haciendo esto, restaura las reservas de control primario y reestablece el estado operativo pre-perturbación. En un sistema de potencia aislado, sin interconexiones, la función del AGC es solamente la de restablecer la frecuencia al valor nominal.

A diferencia de la regulación secundaria de frecuencia, la regulación primaria no utiliza un sistema de control automático centralizado dado que el generador reaccionará más rápido cuando tenga la acción de control en la misma central que si estuviera coordinado en un esquema AGC.

2.1.1. Error de control de área

Para cumplir los objetivos de llevar la frecuencia y el intercambio neto de potencia entre áreas a sus valores programados, el AGC de cada área utiliza una señal de control compuesta por la desviación del flujo por la línea de interconexión y la desviación de la frecuencia afectada por un factor. Esta señal de control se la conoce como Error de Control de Área (ACE) y su fórmula para un área i se muestra a continuación.

$$ACE_i = \sum_{j \in \Omega_i} (P_{j,i} - P_{j,iref}) + K_i \cdot (f_i - f_{ref})$$

Donde $P_{j,i}$ es la potencia real intercambiada entre las áreas i y j , $P_{j,iref}$ la programada, f_i la frecuencia medida y f_{ref} la programada.

O, de manera simplificada:

$$ACE_i = \Delta P_i + K_i \cdot \Delta f$$

El factor K_i se denomina “Factor de Bias de Frecuencia”, determina la conversión de frecuencia a potencia y su unidad es [MW/Hz]. Este término en otras referencias se denomina también con la letra B .

En sistemas de una única área donde no hay potencia de intercambio la expresión se reduce a:

$$ACE = K \cdot \Delta f$$

En tal caso el ACE se compone del error de frecuencia afectado por el Bias.

2.1.2. Control integral

El objetivo del AGC es anular el error de frecuencia y de potencia de interconexión, lo que equivale a reducir el ACE a cero. Sin embargo, un control proporcional resulta insuficiente para lograrlo. Por lo tanto, se utiliza un control proporcional-integral. Para cada área de control, se calcula una señal de control $\Delta P_{AGC,i}$ que modifica la referencia de potencia de todos los generadores participando de control secundario de dicha área. El mismo tiene la siguiente forma:

$$\Delta P_{AGC,i} = - \left(C_{A,i} \cdot ACE_i + \frac{1}{T_{A,i}} \int ACE_i \cdot dt \right)$$

La constante de tiempo $T_{A,i}$ debe ser grande, ya que el control secundario debe sostenerse suficiente tiempo hasta ser mitigado por el control terciario. La velocidad de provisión de potencia por el control secundario depende en gran medida de tipo y tamaño de generador. Mientras muchas plantas hidroeléctricas pueden variar su potencia a través de su curva de capacidad en decenas de segundos o minutos, las térmicas con turbinas a vapor tienen tiempos más largos, en el rango de los minutos, lo que se traduce a menores gradientes de toma de carga [6]. Además, las distintas tecnologías tienen distintas dinámicas las cuales hay que tener en cuenta. Una constante de integración grande en combinación con una ganancia proporcional pequeña hace al control robusto ante estas dinámicas de corto plazo.

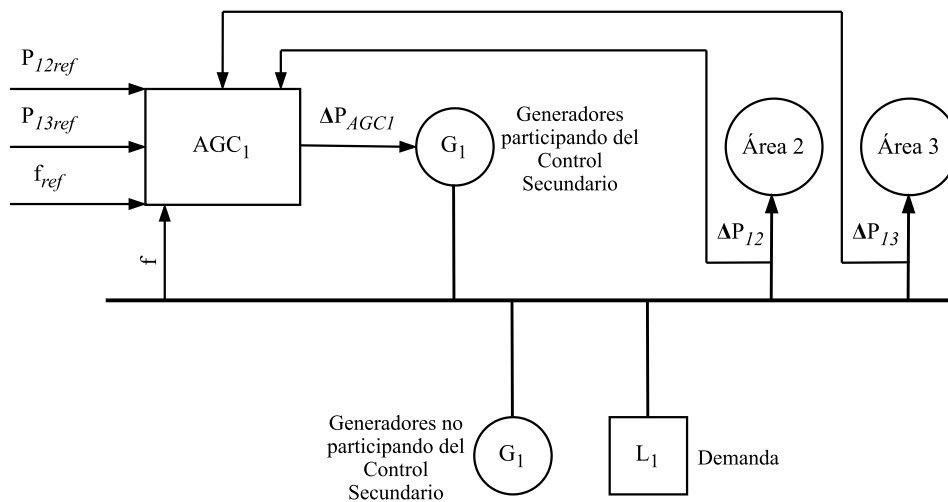


Figura 7. Esquema representativo de un sistema controlado por AGC. Se representa el área 1 y dos interconexiones.

2.2 AGC en sistemas de única área

En este tipo de sistemas el AGC cumple la función de mantener la frecuencia constante y restaurar los márgenes de reserva primaria. La función es similar a un control secundario

de frecuencia, pero con la ventaja de que el control centralizado permite disponer de más de una central a la vez.

La figura 8 representa un sistema con un generador de elastismo R , una demanda de característica D y donde se aplica un escalón de demanda ΔP_L .

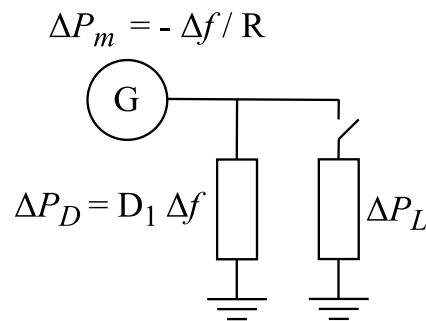


Figura 8. Representación del AGC ante un escalón de demanda para un sistema de una única área.

Una vez alcanzado el régimen permanente y el equilibrio de potencias:

$$\Delta P_L = \Delta P_m - \Delta P_D$$

Por lo tanto, la desviación de potencia en dicho sistema es

$$\Delta f = \frac{- \Delta P_L}{D + 1/R}$$

Para un sistema de una única área el ACE es:

$$ACE = K \cdot \Delta f$$

Para este ejemplo la señal de control será:

$$ACE = K \cdot \frac{- \Delta P_L}{D + 1/R}$$

Una vez que actuó la RPF para $K = D + 1/R$ el ACE se iguala a la diferencia de potencia demandada.

2.3 AGC en sistemas interconectados

En sistemas interconectados, el AGC se implementa de tal manera que cada área tiene su propio regulador central y cumplen la función de restablecer la frecuencia a su valor nominal y los flujos de interconexión a sus valores programados.

Para entender el funcionamiento del AGC en sistemas interconectados se estudia la respuesta de un sistema de dos áreas con RPF ante un escalón positivo de demanda en una de ellas. Para este tipo de estudio cada área puede representarse con una unidad generadora equivalente que presenta su desempeño global ya que no se está interesado en las oscilaciones entre máquinas. El esquema del sistema para su estudio en régimen permanente se muestra en la figura 9.

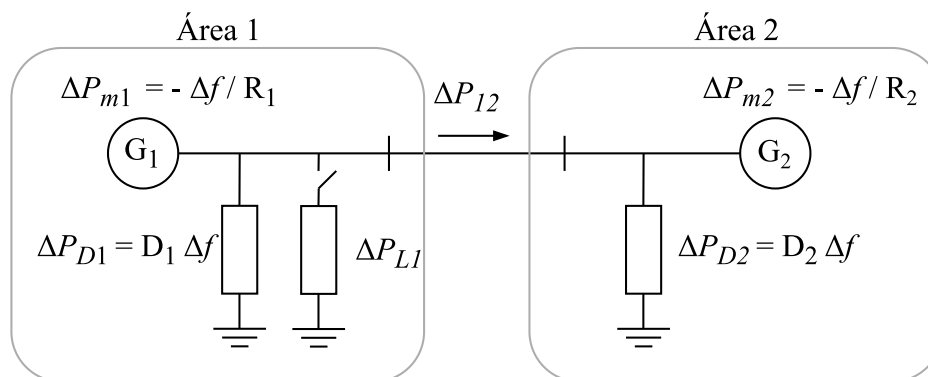


Figura 9. Representación del AGC ante un escalón de demanda para un sistema de dos áreas.

Entonces a cada área le corresponde un generador equivalente con su respectivo estatismo R_i y una demanda con su sensibilidad a la frecuencia D_i . Como se explicó anteriormente estos dos parámetros conforman la característica de regulación $\beta_i = \frac{1}{R_i} + D_i$ y definen la variación de potencia en esa área ante una perturbación.

En régimen permanente la frecuencia en ambos subsistemas es la misma y se deben verificar las siguientes igualdades de potencia:

$$\begin{aligned} \Delta P_{m1} - \Delta P_{D1} - \Delta P_{12} - \Delta P_{L1} &= 0 \\ \Delta P_{m2} - \Delta P_{D2} + \Delta P_{12} &= 0 \end{aligned}$$

Donde:

- ΔP_{L1} es el escalón de demanda del área 1,
- ΔP_{mi} es la potencia brindada por la RPF de cada área y equivale a:

$$\Delta P_{mi} = -\frac{\Delta f}{R_i}$$

- ΔP_{D1} es la diferencia de potencia de la demanda causada por la variación de la frecuencia y es:

$$\Delta P_{D1} = \Delta f \cdot D_i$$

- y ΔP_{12} es la potencia por la interconexión, que si es positiva implica transferencia desde el área 1 a la 2.

De donde:

$$\Delta f \left(\frac{1}{R_1} + D_1 \right) = -\Delta P_{12} - \Delta P_{L1}$$

$$\Delta f \left(\frac{1}{R_2} + D_2 \right) = \Delta P_{12}$$

Resolviendo las ecuaciones para Δf y ΔP_{12} se obtiene:

$$\Delta f = \frac{-\Delta P_{L1}}{\beta_1 + \beta_2}$$

Y

$$\Delta P_{12} = \frac{-\Delta P_{L1} \cdot \beta_2}{\beta_1 + \beta_2}$$

Las relaciones anteriores forman la base del control de potencia-frecuencia de los sistemas interconectados. La primera indica que la variación de frecuencia es proporcional al cambio en la demanda y es mitigada por la suma de las características de frecuencia compuestas de ambas áreas. La segunda indica que la diferencia en el flujo por la interconexión es proporcional al cambio en la demanda multiplicado por la característica de frecuencia compuesta del área que no sufrió el aumento de demanda y

dividido por la suma de ambas características, es decir la proporción de potencia que aumenta en el área 2 a la total. Entonces, por ejemplo, si en el área 2 hubiese mucha reserva de RPF y por lo tanto tuviese una recta de elastismo equivalente plana relativa al área 1, la mayor parte de la variación de demanda sería mitigada por el área 2, por lo tanto, el flujo ΔP_{12} sería grande en proporción al ΔP_L .

2.4 Selección del factor bias de frecuencia

Sintetizando, para corregir las desviaciones de frecuencia se asigna una señal de control $\Delta P_{AGC,i}$ a cada área, función del ACE, a su vez compuesto por la desviación del flujo por la línea de interconexión y la desviación de la frecuencia afectada por el factor bias K_i .

Al aplicar un control integral, para cualquier valor positivo de K_i en régimen permanente el ACE va a tender a 0. Sin embargo, tiene incidencia significativa en el comportamiento transitorio de la potencia. Además, en el caso de los sistemas multiárea, donde el control del flujo por las interconexiones es un objetivo del AGC, idealmente este control suplementario debería corregir solo las variaciones en esa área. En otras palabras, si hay un cambio en la demanda del área 1, debería haber una acción de control secundaria únicamente en el área 1 y no la 2. Este concepto se denomina Principio de No Interacción (No interaction control principle).

En este caso, surge de la ecuación de ACE que un valor adecuado para el factor Bias es su característica de respuesta de frecuencia β . De esa manera, el ACE para el área 2 es:

$$ACE_2 = \Delta P_{21} + B_2 \cdot \Delta f; \quad B_2 = \beta_2 = \frac{1}{R_2} + D_2$$

Reemplazando por la ecuación para ΔP_{21} y Δf queda:

$$ACE_2 = \frac{\Delta P_{L1} \cdot \beta_2}{\beta_1 + \beta_2} + \beta_2 \cdot \frac{-\Delta P_{L1}}{\beta_1 + \beta_2} = 0$$

Por lo tanto, en un sistema interconectado, un buen valor para el factor Bias del ACE de un área es su propio valor de característica de respuesta de frecuencia.

En un sistema de una única área no aplica el principio de no interacción, pero análogamente, considerando el bias igual a β , una vez que haya actuado el control primario el ACE será idéntico a la diferencia de potencia demandada mejorando su desempeño como control ya que no se registrarían sobrevalores. Este análisis es válido si el AGC tiene el retardo suficiente para que el control primario haya actuado cuando este empieza a regular.

2.5 Antecedentes a nivel mundial

El concepto de ingeniería detrás del esquema AGC no es innovador para el mundo de tecnología de sistemas de potencia, sino que se viene estudiando e implementando en distintos países a lo largo del tiempo. Las problemáticas que enfrenta cada uno con respecto a su sistema de control dependerá del grado de avance de esta tecnología. En base a esto, se seleccionaron algunos informes que estudian las dificultades que presenta el uso del AGC en su respectivo país.

En Argentina, el procedimiento técnico explicado no tiene el funcionamiento de un sistema AGC y el desafío principal se centra en seleccionar el conjunto de centrales generadoras que asegure que la RSF sea efectiva y se mantenga la estabilidad. Acompañado de este problema, está el de seleccionar un factor bias basado en un modelo matemático que permita un funcionamiento correcto, problemática que se estudia en este proyecto.

Se lleva más de siete décadas estudiando esquemas de AGC en América del Norte y hace desde la década del 90' que se viene implementando en por lo menos un cuarto del sistema interconectado [7]. Actualmente el sistema de potencia norteamericano se divide en cuatro interconexiones (Western Interconnection, Eastern Interconnection, Texas Interconnection, Quebec Interconnection) y subdividido en regiones controladas por autoridades de control de generación. Estas autoridades, también llamadas "Balancing Authorities" pertenecen al NERC (North American Electric Reliability Corporation),

entidad encargada de mantener un sistema de potencia estable y seguro. En este sistema interconectado, el cálculo del factor bias se basa en el “principio de no interacción”, el cual establece que cada área de control se encargará de corregir su desviación de frecuencia sin afectar el flujo de potencia entre áreas. Bajo este concepto, el factor bias es igual al valor de la característica de respuesta de frecuencia, β . A su vez, el cálculo del valor se hace de manera anual según tendencias de carga y generación de años anteriores [8]. Sin embargo, las autoridades de control de cada área tienen permitido emplear un valor bias variable que refleje la operación a tiempo real cuando el operador estime necesario.

En el sistema suizo, manejado por el ENTSO (European Network of Transmission System Operators for Electricity) el factor bias se considera igual a la característica de respuesta de frecuencia tal que se respete el principio de no interacción entre áreas, como se establece en la normativa del país. Por otro lado, se sigue el criterio de que el factor bias constante durante todo el año a pesar de ser en la realidad un valor variable y adicionalmente se asume un bias lineal. Actualmente, el mayor desafío del sistema eléctrico es aproximar el factor bias a la característica de respuesta de frecuencia real, por lo que se llevaron a cabo varios estudios con estimaciones determinísticas para hallar el valor más aproximado [6] [9].

En el caso de Nigeria, en el 2004 se publicó un informe sobre los problemas técnicos asociados al AGC luego de la separación del NEPA (Autoridad Nacional de Potencia Eléctrica) en una empresa de transmisión y varias empresas generadoras y distribuidoras [10]. Previo a esta separación, el NEPA era responsable de la regulación de potencia eléctrica en todo el territorio nigeriano. A su vez, se consideraba a este sistema de potencia unificado como una única área de control. El informe considera un sistema de dos áreas para estudiar la implementación del AGC con el nuevo esquema.

Capítulo 3. Descripción del Sistema Argentino de Interconexión (SADI)

El Sistema Argentino de Interconexión (SADI) une todos los puntos de gran consumo con las áreas de generación mediante diversos tipos de tendido y tensiones.

Uno de los desafíos más grandes del SADI se asocia a la distancia entre puntos de generación y mayor concentración de demanda. En 2021, 38% de la demanda eléctrica total del país correspondió a la región del Gran Buenos Aires representando un territorio de 0,5% del total de la República Argentina. [11] A pesar de contar con centrales térmicas convencionales a los alrededores de las regiones GBA y Litoral, esta generación se debe complementar con otra fuente de base capaz de realiza regulación de frecuencia, como las hidráulicas. Las importantes centrales hidroeléctricas se encuentran ubicadas en el Comahue, región alejada del GBA, Buenos Aires y Litoral. Este alejamiento de los recursos hace necesario el tendido de líneas largas (cientos de kilómetros) las cuales pueden estar sujetas a sobrecargas o falla. Por lo tanto, la importancia de tener varios puntos de interconexión recae en garantizar un servicio confiable y seguro del sistema eléctrico.

	Unidades	ENE-DIC 2021	% PARTICIPACIÓN
DEMANDA TOTAL	GWh	133 882	100%
GRAN BS.AS.	GWh	50 651	37.8%
LITORAL	GWh	16 462	12.3%
BUENOS AIRES	GWh	16 180	12.1%
CENTRO	GWh	11 592	8.7%
NOROESTE	GWh	10 696	8.0%
NORESTE	GWh	9 840	7.4%
CUYO	GWh	7 997	6.0%
PATAGONICA	GWh	5 543	4.1%
COMAHUE	GWh	4 919	3.7%

Tabla 1. Energía demandada por región eléctrica en 2021.

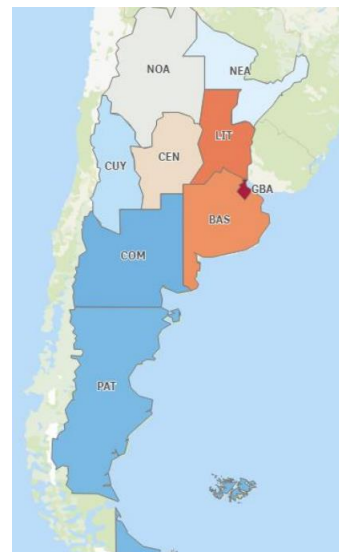


Figura 10. Regiones eléctricas argentinas.

Como indica el nombre del sistema, los puntos de consumo y generación se encuentran interconectados mediante varias líneas. Esto provee el beneficio de poder mantener la frecuencia en valores mucho más estables ya que tiene capacidad de absorber mayor cantidad de variabilidad de generación o demanda sin tener grandes perturbaciones en la frecuencia de la red.

Como se mencionó en la sección 1.5, cuando un sistema eléctrico es interconectado se requiere de un control centralizado que lleve a cabo la RSF. Cuando este control centralizado es además realizado de forma automática, se tiene un esquema AGC. Sin embargo, los procedimientos de CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A) no hacen referencia a la aplicación del control automático de generación, por lo que la RSF se lleva a cabo de forma centralizado manual con la información provista por las centrales generadoras participantes. A su vez, la regulación lo efectúa una central a la vez, generalmente hidráulica. Dicho esto, no es posible que participe cualquier generador del sistema de potencia, sino que debe cumplir con ciertos requisitos establecidos en los procedimientos técnicos del país.

3.1 Requisitos para la participación en la regulación de frecuencia

El Procedimiento Técnico N°9 (Participación de generadores en el servicio de regulación de frecuencia del MEM) desarrollado por el organismo encargado del despacho de nuestro país (CAMMESA), establece los requerimientos que deben cumplir las unidades generadoras y sus sistemas de control de velocidad para realizar regulación de frecuencia [5].

En primera instancia, el generador que desee participar deberá presentar toda la información disponible relacionado a planos, memorias de cálculo, protocolos de ensayo y diagramas funcionales. Los datos más importantes que deberán suministrar son aquellos que permitan reproducir el comportamiento dinámico del generador en programas de

simulación. En particular, los datos que resultan importantes para el desarrollo de este proyecto son:

- Potencia nominal
- Características y tipo de regulador de velocidad
- Características de la turbina y sus constantes de tiempo
- Gradiente de toma de carga en MW/min
- Estatismo
- Banda muerta
- Compensaciones dinámicas (parámetros de la función transferencia)
 - Estatismo transitorio
 - Constante de tiempo del estatismo
 - Constantes proporcional, integral y derivativa según sea el tipo de regulador

A partir de la información suministrada, se analizará si el generador considerado para la participación en la RSF cumple con los requisitos generales resumidos a continuación.

3.1.1. Requisitos para participar en la RPF

- Estatismo permanente ajustado entre el 4 y 7%.
- Banda muerta inferior al 0,1% \rightarrow ($\pm 0,025$ Hz).
- Tiempo de establecimiento para ingresar en la banda del $\pm 10\%$ del valor final del variador de velocidad:
 - Del orden de 30 segundos como máximo para generadores térmicos
 - Del orden de 60 segundos como máximo para generadores hidráulicos
- Operar dentro de la banda de frecuencia de referencia en operación normal (50 Hz \pm 2 Hz)
- Reserva regulante máxima habilitada:
 - 5% para una central térmica
 - 10% para una central hidroeléctrica
- Si la reserva regulante de una máquina es menor a la necesaria para cubrir el Requerimiento Optimo para la RPF del área de despacho, debe pagar la reserva faltante. Se venderá el excedente de reserva en el caso contrario.

3.1.2. Requisitos para participar en la RSF

Mientras que las centrales generadoras no cuenten con equipamiento necesario para llevar a cabo la RSF de manera automática y centralizada, la misma se realizará de forma manual y centralizada. Como primera condición para participar de la RSF, las centrales deben estar habilitadas para la participación en la RPF. Luego, deben cumplir con los siguientes requisitos mínimos:

- La señal de salida del regulador secundario de frecuencia de actuar sobre la consigna de potencia de las unidades generadoras de la central.

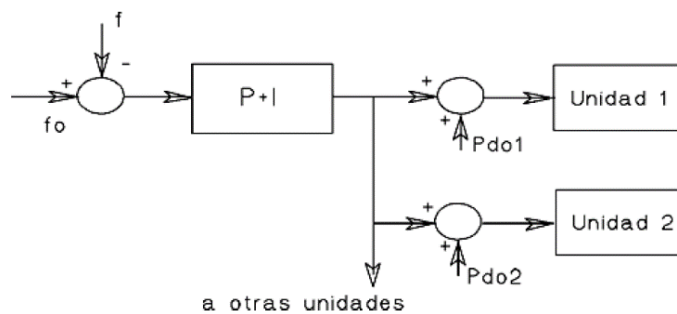


Figura 11. Esquema de control de frecuencia para una central con más de una unidad.

- Tener un enlace en tiempo real con el organismo encargado del despacho (OED).
- Todas las unidades participantes de distintas centrales deben estar comunicadas y comandadas por un único regulador secundario.
- En cuanto al regulador secundario:
 - El mismo deberá contar con acción integral.
 - La RSF debe resultar más lenta que la RPF.
 - La banda muerta de frecuencia debe ser como máximo igual a 0,05 Hz.
 - La central deberá suministrar el diagrama de bloques de su regulador secundario al centro de control.
- La banda de regulación secundaria deberá ser la diferencia entre la máxima y mínima potencia que el regulador secundario es capaz de comandar en forma automática y conjunta.
 - El valor máximo para una central será la diferencia entre la suma de las potencias máximas operables y la suma de los mínimos técnicos de las unidades participantes de la RSF.

- Niveles del ancho de banda:
 - Límite inferior (**LI**): Frecuencia de referencia $- 0,2$ Hz
 - Límite de ajuste inferior (**LAI**): Frecuencia de referencia $- 0,05$ Hz
 - Límite de ajuste superior (**LAS**): Frecuencia de referencia $+ 0,05$ Hz
 - Límite superior (**LS**): Frecuencia de referencia $+ 0,2$ Hz

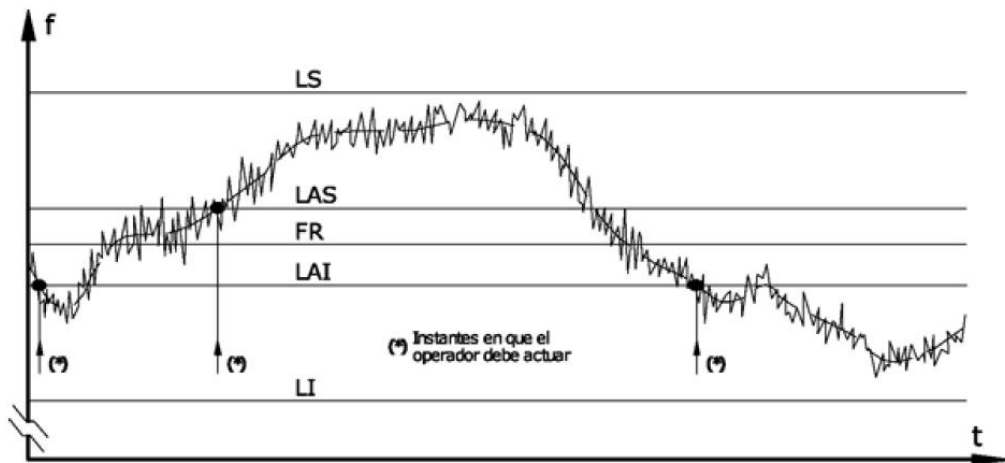


Figura 12. Límites de frecuencia de RSF

Los Límites de Ajuste Inferior y Superior (LAI y LAS) son los límites máximos en los cuales deberá comenzar a actuar la RSF, mientras que los Límites Inferior y Superior (LI y LS) marcan la banda de variación de la frecuencia en condiciones de operación normal.

- La acción conjunta de las unidades participando en la RSF deberá ser capaz de recorrer el total de la banda de regulación secundaria con un gradiente de toma de carga mínimo de 30 MW/min ($0,5$ MW/seg).
- Las unidades participantes serán generadores hidráulicos y/o térmicos.

3.1.3. Factor de Eficiencia

La máxima efectividad de la RSF se logra cuando la frecuencia se encuentre lo más cercano posible al valor nominal, ya que esto indica que se encuentra disponible el total de la reserva para la RPF. Esta reserva se ve disminuida cuando las componentes lentas de la frecuencia se alejan del valor nominal, y se considera que la eficiencia de la RSF es nula cuando se agota por completo la reserva de la RPF. Para cuantificar la eficiencia de la RSF, el Anexo 23 de los Procedimientos determina el cálculo del Factor de Eficiencia Instantáneo (FERSI), el cual mide la porción de la reserva prevista para la RPF disponible en cada franja horaria. El cálculo se determina con la siguiente ecuación:

$$FERSI = 1 - \left| \frac{\Delta f_F}{\Delta f_{mx}} \right|$$

donde:

- Δf_F es la desviación filtrada de la frecuencia,
- Δf_{mx} es la desviación de frecuencia que agota la reserva para la RPF.

El Factor de Eficiencia Instantáneo será nulo cuando la desviación de la frecuencia filtrada equivale a la desviación que logra agotar la reserva total de la RPF. El factor se optimiza cuando la desviación es nula, es decir, la frecuencia media coincide con la nominal. Para determinar este factor de forma horaria se realiza un promedio horario de los valores absolutos de las desviaciones filtradas de la frecuencia. Se tomará la mayor desviación cada 10 segundos, para luego calcular el promedio horario.

Una forma simple de hallar la desviación de frecuencia que agota la reserva para la RPF es utilizando la siguiente ecuación:

$$\Delta f_{mx(pu)} = RRP_{(pu)} \cdot R_{(pu)}$$

donde:

- $RRP_{(pu)}$ es el nivel de reserva para la RPF en pu,
- $R_{(pu)}$ es el estatismo correspondiente al nivel de reserva para la RPF, en pu.

Capítulo 4. Consideraciones sobre teoría de control

Para analizar un sistema de control típicamente se usa como señal de entrada la función escalón, rampa, aceleración, impulso y sinusoidal. Con estas el análisis matemático y experimental puede ser llevado a cabo fácilmente ya que las señales son funciones del tiempo muy simples.

Cuáles de estas señales de entrada típicas son usadas para analizar las características de un sistema particular puede ser determinado por la forma de la entrada a la cual esté sometido más frecuentemente bajo operación normal. Por ejemplo, si la entrada del sistema de control cambia gradualmente, entonces una rampa puede ser una buena señal de prueba. Similarmente, si el sistema se ve sometido a perturbaciones repentinas, una función escalón puede ser una buena señal de prueba, y para sistemas sometidos a entradas de alta amplitud, pero breve duración, una función de impulso puede ser la mejor. El uso de tales señales de prueba permite comparar el desempeño de todos los sistemas con las mismas bases.

En el caso del sistema bajo estudio, la señal de entrada es la diferencia de potencia generada de demanda, y por su naturaleza puede adoptar cualquier forma temporal. Sin embargo, se acota el número a dos funciones. La primera es la función escalón, que podría representar la conexión o desconexión de una carga o un generador y la disminución de generación de un parque eólico cuando sus aerogeneradores se ponen en posición de seguridad ante grandes ráfagas de viento. La segunda señal de entrada que se tendrá en cuenta es la función rampa, representante de un aumento o disminución gradual de demanda o generación, como podría ser la incidencia de la generación solar en las horas de la mañana o la tarde.

La función de impulso no se tendrá en cuenta ya que una variación de potencia de corta duración debería ser filtrada por la inercia y no se vería reflejada en el valor de la frecuencia. Además, por las simplificaciones hechas en el modelo no se podría

observaciones concluyentes sobre la respuesta frente a una entrada sinusoidal, que podría representar una oscilación de potencia.

Para analizar el desempeño del sistema de control se debe tener presente cómo se lo va a evaluar. A continuación, se introducen algunos conceptos útiles para este fin.

Las características más importantes del comportamiento dinámico de un sistema de control es la estabilidad absoluta, es decir si el sistema es estable o inestable. El sistema se encuentra en equilibrio si, en ausencia de cualquier perturbación o entrada, la salida se mantiene en el mismo estado. Un sistema de control lineal es estable si la salida eventualmente vuelve a su punto de equilibrio cuando el sistema es sometido a una condición inicial. Es inestable si la salida diverge sin restricciones.

Otros comportamientos del sistema importante al cual se debe considerar incluyen estabilidad relativa y error de régimen permanente. Como un control físico tiene almacenamiento de energía, la salida del sistema, cuando es sometida a una entrada, no puede seguirla inmediatamente, sino que exhibe un comportamiento transitorio antes de llegar al régimen permanente. La respuesta transitoria de un sistema de control práctico generalmente exhibe oscilaciones amortiguadas antes de llegar al régimen permanente. Si la salida del sistema en régimen permanente no coincide exactamente con la entrada, se dice que el sistema tiene un error de régimen permanente. Este error es indicativo de la precisión del sistema. Al analizar un sistema de control se debe examinar el comportamiento de la respuesta transitoria y de régimen permanente. [12]

Ante una entrada de escalón se puede analizar la respuesta transitoria mediante dos parámetros, el sobrevalor y el tiempo de establecimiento. El sobrevalor es el máximo valor alcanzado por la respuesta. En el caso de estudio, donde la entrada es un escalón potencia y la salida la frecuencia, y además se analiza el desempeño del AGC, se considera como sobrevalor no la primera excursión de frecuencia (que depende en mayor medida de la inercia y el control primario) sino el valor que alcanza la frecuencia luego de ser corregida por el control.

El tiempo de establecimiento es el tiempo necesario para que la curva de respuesta llegue y se mantenga dentro de un rango alrededor del valor final. Este está relacionado con la constante de tiempo más grande del sistema de control. Es definido en este caso como el tiempo que tarda en llegar la frecuencia a la banda de ± 0.05 Hz permaneciendo dentro de la misma. La misma no es un valor arbitrario, sino que es la banda muerta máxima del control secundario según los Procedimientos Técnicos de CAMMESA.

Capítulo 5. Introducción al caso de estudio

Dado que el AGC se encuentra en evaluación para su implementación en el SADI, el enfoque de este proyecto es hallar valores adecuados de un factor bias considerando distintos escenarios de generación y demanda, priorizando el comportamiento estable de la frecuencia del sistema eléctrico por encima de respetar flujos de carga preestablecidos. Si bien en algunos casos el AGC a nivel mundial se utiliza dividiendo el sistema interconectado en distintas áreas, en este caso se encara con un modelo de barra única, es decir un sistema aislado. Por lo tanto, el método de operación del control automático de generación será a Frecuencia Constante (Flat Frequency). A diferencia de otros países, el procedimiento argentino no tiene un criterio de centrales generadores participantes en la RSF ni elección de un factor bias para un esquema AGC, por lo que el estudio de un modelo multiárea implicaría asumir los parques generadores participantes de la RSF. Por lo tanto, con un modelo de barra única, el objetivo principal se centra en establecer el valor del factor bias que se adapta mejor a un escenario y qué escenarios de generación aseguran un comportamiento estable de la frecuencia ante perturbaciones.

Con esto, luego es posible definir otros criterios de elección del factor bias y se podrá analizar la exactitud de los valores estimados con parámetros reales de la red y respetando flujos de carga, además de considerar variación de la demanda con la estacionalidad. Esta última pauta no entra en el alcance de este proyecto, por lo que no se analizará un modelo multiárea.

Parte 2. Desarrollo

Capítulo 6. Criterios de simulación

Para determinar valores aceptables del factor bias, se estudiarán más de un escenario (condición de generación y demanda) con una serie de casos de perturbación con mayor probabilidad de ocurrencia en el SADI. Luego, a partir de cada uno, se propondrán distintos casos de centrales generadoras que actuarán con control automático. Para este punto, se tendrán en cuenta principalmente los generadores que actualmente tienen la posibilidad de participar de la regulación secundaria de frecuencia. Por último, con la intención de analizar su capacidad de regulación, se contemplarán casos en el que participen algunos parques generadores que no se encuentran aportando a la RSF.

Los valores expresados en pu son calculados con una base de 1000 MW.

Las simulaciones propuestas primero contemplan las perturbaciones más habituales y de mayor impacto sobre el sistema eléctrico argentino. Sobre estas perturbaciones se consideran distintos escenarios de demanda y generación donde los parámetros que se variarán son la penetración de generación de energías renovables y la inercia total del sistema, manteniendo siempre un nivel bajo de carga ya que las excursiones de mayor impacto suelen ocurrir cuanto menor es la demanda. En estos escenarios, se analiza el comportamiento de la regulación de frecuencia secundaria usando una combinación de acciones de control tanto de máquinas térmicas, como de máquinas hidroeléctricas, como se contempla en la actualidad en el SADI. Luego, con el objetivo de examinar alternativas para la regulación secundaria, se estudian estos mismos escenarios, pero con una RSF ejecutado solo por máquinas térmicas.

Para aquellas simulaciones en la que el objetivo es comparar la capacidad de regulación de las máquinas térmicas con las hidroeléctricas, el despacho de generadores se hará de forma que se cumpla una reserva total del SADI del 5% de la demanda real. Luego, para las simulaciones en las que el objetivo sea tomar conclusiones sobre el valor del bias en

distintos escenarios de demanda se toma otro criterio de reserva de generación para regulación que se explicará en la introducción del caso 3. A continuación, se describen las perturbaciones y escenarios a considerar.

Casos de estudio

- 1) Aplicación de una rampa que se prolonga en un tiempo de 1 hora, con valor final 4000MW.

El mismo no se aplica como un caso práctico, ya que un pico de 4000 MW se considera como un caso severo. El fin de realizar esta simulación es la de validar el modelo. Por lo tanto, esta perturbación solo se aplicará al primer escenario de generación y demanda para analizar el comportamiento y la velocidad de respuesta del AGC.

- 2) Variación de la demanda en forma de escalones, de +250 MW y -250MW, durante 1 hora.

Esta variación sí representa un caso práctico, y emula la variación de demanda de las acerías conectados al SADI. Esta simulación actualmente equivale a una de las perturbaciones de mayor relevancia en el sistema eléctrico.

Se contempla dos casos de alta penetración de energía renovable y baja demanda, con las diferencias de:

- a. RSF ejecutado por generadores térmicos e hidroeléctricos
- b. RSF ejecutado exclusivamente por generadores térmicos

Para la regulación con máquinas térmicas, se asume la participación de algunos ciclos combinados del SADI.

- 3) Análisis de incidencia de la variabilidad del factor bias

Si bien, cualquier valor de factor bias reestablece la frecuencia a su valor nominal, se desea estudiar si la variabilidad del factor presenta un cambio significativo en el comportamiento de las variables del sistema eléctrico. Por lo tanto, se toma el caso

de la demanda de verano, dado que en esta temporada es cuanto más variaciones hay en nuestro país.

6.1 Desarrollo del modelo dinámico

Para la construcción del modelo dinámico se deben tener en cuenta todos los fenómenos que participan en la regulación de frecuencia, descritos en el capítulo 1. En particular se considerarán los relevantes al funcionamiento del AGC y que influyen en la selección del control Bias, ya que es el objetivo del proyecto [13].

6.1.1. Inercia

Se quiere llegar a la ecuación diferencial que describa el comportamiento del conjunto de los generadores ante una desviación razonable de la frecuencia. Se parte de la ecuación de Swing linealizada planteada en la sección 1.2, despreciando el término de amortiguación por pérdidas mecánicas por fricción y expresándolo en función de la velocidad angular queda:

$$M \cdot \dot{\omega} = P_m - P_c$$

Considerando que $\Delta\omega = \omega - \omega_0$, derivando la ecuación con respecto al tiempo da $\Delta\dot{\omega} = \dot{\omega}$ y $H = \frac{M \cdot \omega_{sinc}}{2 \cdot S_{nom}}$, la ecuación queda:

$$\frac{H \cdot 2 \cdot S_{nom}}{\omega_{sinc}} \cdot \Delta\dot{\omega} = P_m - P_c$$

Para los n generadores del sistema:

$$2 \sum_{i=1}^n H_i S_{nomi} \frac{1}{\omega_{sinc}} \Delta\dot{\omega}_i = \sum_{i=1}^n (P_{mi} - P_{ci})$$

Definiendo las siguientes cantidades:

$$S_{tot} = \sum_i S_{nomi}$$
$$H = \frac{\sum_i H_i S_{nomi}}{\sum_i S_{nomi}}$$
$$P_m = \sum_i P_{mi}$$
$$P_c = \sum_i P_{ci}$$

Se llega a la ecuación diferencial lineal válida para el sistema siguiente:

$$\Delta\dot{\omega} = \frac{\omega_0}{2HS_{tot}}(P_m - P_c)$$

Considerando que $\omega = 2\pi f$, $\dot{\omega} = 2\pi\dot{f}$, se puede expresar la ecuación en términos de la frecuencia:

$$\Delta\dot{f} = \frac{f_0}{2HS_{tot}}(P_m - P_c)$$

Si el sistema estaba en equilibrio previo a la perturbación $P_{m0} = P_{c0}$ donde $P_{c0} = P_{load0} + P_{perdid0}$ y si se desprecia la diferencia de pérdida de transmisión antes y después de la perturbación se puede obtener la ecuación expresada en diferencia:

$$\Delta\dot{f} = \frac{f_0}{2HS_{tot}}(\Delta P_m - \Delta P_L)$$

Para obtener los resultados en pu, se dividen las potencias por la potencia base y la frecuencia por la nominal además del cambio de base de la inercia equivalente $H \cdot \frac{S_{tot}}{S_B}$.

$$\Delta\dot{f} = \frac{1}{2H}(\Delta P_m - \Delta P_L)$$

El diagrama de bloques es el siguiente:

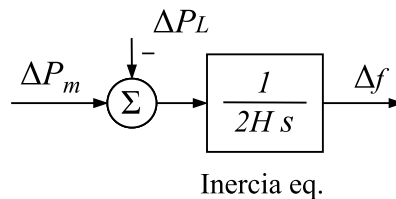


Figura 13. Diagrama de bloques del modelo linealizado de la dinámica de la inercia en el sistema de potencia.

6.1.2. Demanda

Como es explicado en la sección 1.3, parte de la demanda es sensible con la frecuencia, lo que significa que su potencia varía de manera proporcional a los cambios de frecuencia. Su diagrama de bloques se muestra a continuación:

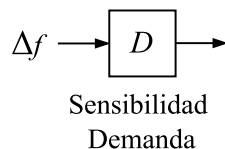


Figura 14. Diagrama de bloques del modelo de la sensibilidad de la demanda.

Por lo tanto ΔP_L va a estar compuesto de una parte dependiente de la frecuencia y otra no, quedando el diagrama de bloques de la siguiente manera:

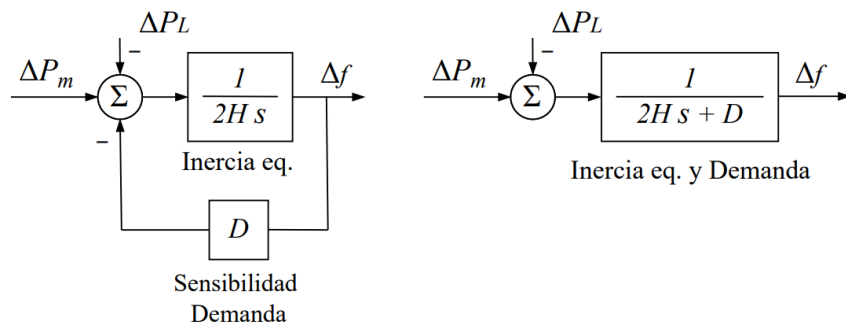


Figura 15. Diagrama de bloques del modelo dinámico de la inercia y la sensibilidad de la demanda del sistema y equivalente simplificado.

Se expresa en término de x porcentaje de variación de demanda con respecto a una variación de 1% de la frecuencia.

$$xP_{dem} = D \cdot 0,01f_0$$

Para trabajar en sistemas donde las variables están expresadas en pu de base S_B se debe calcular el valor de D de manera tal que se siga cumpliendo la igualdad. A continuación, se expresa la ecuación en pu, de donde se despeja el valor de D para estos casos.

$$x \frac{P_{dem}}{S_B} = D \cdot 0,01 \quad D = \frac{x}{0,01} \frac{P_{dem}}{S_B}$$

6.1.3. Generador

Las dinámicas de los generadores son complejas, constando de varias constantes de tiempo y de valores de estatismo, variando según el tipo de rotor, la turbina y los modos de funcionamiento. Una manera simplificada de expresar estas dinámicas es dividir las en dos bloques individuales, cada una perteneciendo a una rama distinta. En esta sección se analiza el modelo del generador.

Para el modelo planteado, una buena aproximación de las dinámicas de los generadores se puede representar mediante retardos temporales utilizando los bloques de primer grado que se muestran a continuación.

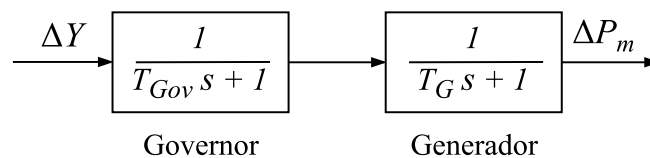


Figura 16. Diagrama de bloques del generador representando el retardo temporal del gobernador y la turbina.

La constante de tiempo del gobernador T_{gov} es un valor que se puede seleccionar por el control. Por otra parte, la constante de tiempo de la turbina T_G describe el tiempo que requiere la misma para ejercer el cambio demandado por la señal entrante del gobernador, y está definido por los retardos temporales mecánicos de la máquina primaria. Frente a la constante de tiempo de la turbina, el valor de la constante de tiempo del gobernador es

despreciable, por lo que el modelo que se aplica para este proyecto solo contará con la primera constante.

La constante de tiempo de la turbina se expresa como el cambio en potencia por unidad de tiempo, es decir, MW/s , también denominado gradiente de toma de carga del generador. Ubicándose en la rama principal del diagrama de bloque, el bloque algebraico que representa la dinámica de la turbina tiene como señal entrante a la potencia de referencia y arroja la señal de potencia mecánica neta disponible.

6.1.4. Regulación primaria

En esta sección se define el diagrama de bloques que representa el comportamiento de la RPF. Como se explica en la sección 1.4.1 los generadores que participan de la regulación primaria tienen una característica potencia-frecuencia negativa denominada estatismo, cuya ecuación se muestra a continuación:

$$\Delta f = -r_i \frac{f_0}{P_{Ni}} \cdot \Delta P_i$$

Donde r es el estatismo del generador i expresado en pu y P_N la potencia nominal del mismo. Para obtener la ecuación en pu se dividen ambos términos por la frecuencia nominal f_0 y la potencia base S_B . Simplificando, la ecuación en pu queda:

$$\Delta f = -r_i \frac{S_B}{P_{Ni}} \cdot \Delta P_i$$

El estatismo equivalente R de los n generadores que participan de la RPF del sistema se obtiene como se indicó en la sección 1.4.1 como el recíproco de la suma de los recíprocos de cada estatismo R_i , definido de la siguiente manera $R_i = r_i \frac{S_B}{P_{Ni}}$.

El estatismo del governor se ubica en la rama de retroalimentación, dado que toma rol protagónico durante la RPF, para determinar el aporte proporcional de potencia de la máquina.

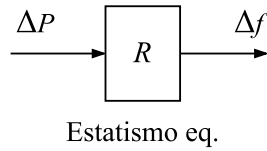


Figura 17. Diagrama de bloques del estatismo

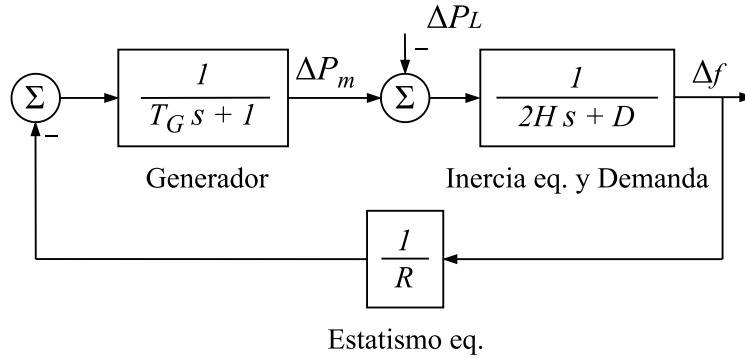


Figura 18. Diagrama de bloques del modelo dinámico del generador, la RPF, la inercia y la sensibilidad de la demanda del sistema.

6.1.5. AGC

Para obtener el modelo dinámico del AGC para un sistema de una única área se observan las ecuaciones plateadas en el Capítulo 2. Estas, en el diagrama de bloques corresponden a un lazo que toma desviación de frecuencia como entrada y entregan una señal de potencia como salida.

$$\Delta P_{AGC} = - \left(C_p \cdot ACE + \frac{1}{T_N} \int ACE dt \right)$$

$$ACE = K \cdot \Delta f$$

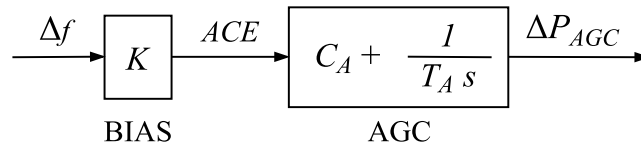


Figura 19. Diagrama de bloques del modelo dinámico del AGC.

Los parámetros K , C_A y T_A son el factor bias, la constante proporcional y la integral respectivamente, y su sintonización es el objeto de este proyecto.

En la figura 20 se muestra el diagrama de bloques de un sistema de una única área con AGC. En este caso, los generadores participantes del AGC hacen RPF.

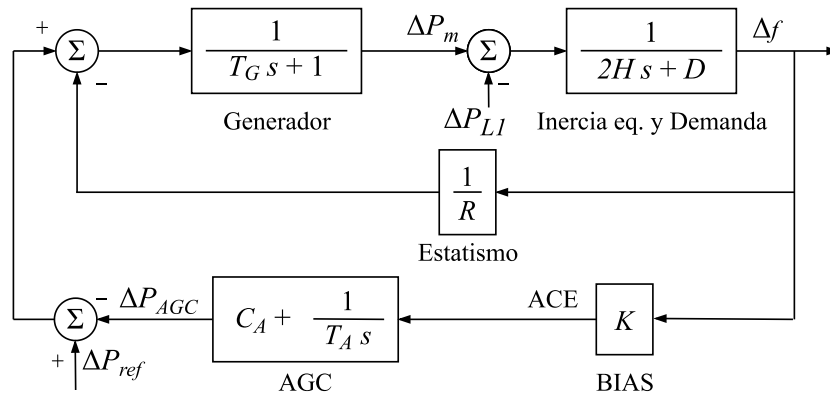


Figura 20. Modelo dinámico de un sistema de un área con AGC.

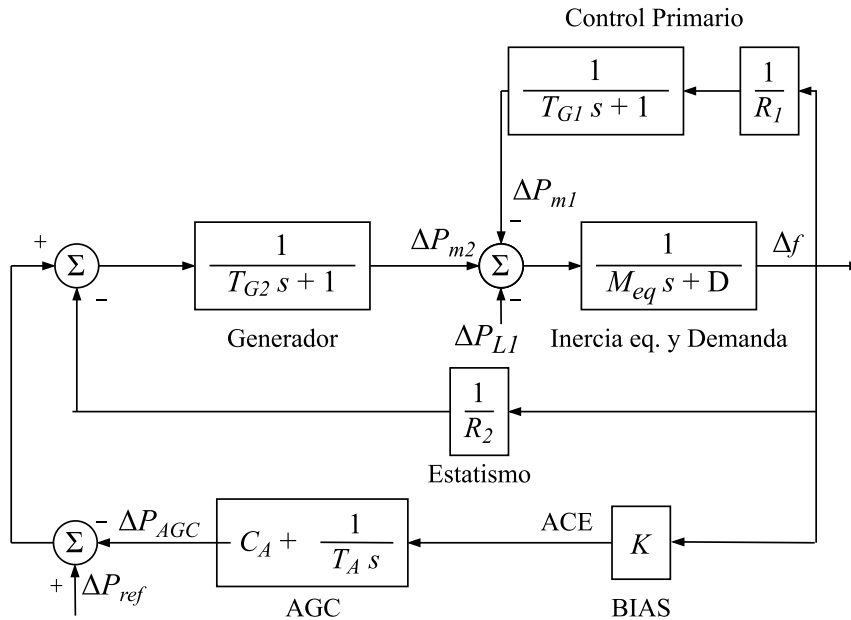


Figura 21. Modelo dinámico de un sistema de un área con AGC y control primario.

6.2 Selección de datos

Conforme a la base de generadores disponible en la Revista de Programación Estacional [14] proporcionado por CAMMESA, se definen los parques generadores que cuentan con la capacidad de realizar regulación de frecuencia. Mientras algunos datos están a disposición, aquellos que no, se calcularon según lo establecido en el Procedimiento Técnico [5], mencionados en la sección 3.1.

- Se selecciona un valor del estatismo del 6% para aquellas máquinas cuyo base de datos no especifica.
- El gradiente de toma de carga (constante de tiempo de la turbina) se calcula considerando:
 - 30 segundos como el tiempo máximo para ingresar en la banda del $\pm 10\%$ del valor final de la reserva, siendo esta el 5% de la potencia máxima para una central térmica.
 - 30 segundos como el tiempo máximo para ingresar en la banda del $\pm 10\%$ del valor final de la reserva, siendo esta el 10% de la potencia máxima para una central hidroeléctrica.

Adicionalmente, no se tuvieron en cuenta los márgenes de regulación de cada parque generador, y se consideró un estatismo constante durante todo el rango de potencia disponible. Estos dos puntos indican que no se consideraron alinealidades tanto para el gradiente de toma de carga, como para el estatismo. Si se desease contemplar el margen de regulación, implicaría tener que utilizar en la simulación de la regulación de frecuencia más de un valor de gradiente de toma de carga por unidad, lo cual complicaría el modelo. Con el fin de no perder foco del objetivo de este proyecto, se optó por no se contemplar el margen de regulación de cada unidad generadora.

En la siguiente tabla, se definen las unidades generadoras que se encuentran habilitadas para realizar RSF. Dado la gran cantidad de generadores que participan de la RPF, la lista y datos de estas unidades se encuentran anexadas en una planilla Excel.

Hidroeléctricas						
Central	Unidades	Potencia máxima x unidad [MVA]	Estatismo governor x unidad [%]	Estatismo governor total [%]	∇ toma de carga x unidad [MW/s]	∇ toma de carga total [MW/s]
Piedra del Águila	4	350	6	1.5	1.05	4.20
Salto Grande	14	135	6	0.4	0.41	5.67
El Chocón	6	220	6	1.0	0.66	3.96
Alicura	4	262.5	6	1.5	0.79	3.15
Yacyretá	20	160	6	0.3	0.48	9.60
Planicie Banderita	2	243	6	3.0	0.73	1.46
Futaleufú	4	140	6	1.5	0.42	1.68
Nihuil 1	4	18.5	6	1.5	0.06	0.22
Nihuil 3	2	26	6	3.0	0.08	0.16

Tabla 2. Parámetros de las centrales hidroeléctricas consideradas para la RSF.

Térmicas							
Central	Tipo	Unidades	Potencia máxima [MVA]	Estatismo governor x unidad [%]	Estatismo governor total [%]	∇ toma de carga x unidad [MW/s]	∇ toma de carga total [MW/s]
Central Térmica Tucumán	Turbogas	2	160	6	3	0.24	0.48
	Turbovapor	1	150	6	6	0.225	0.225

Tabla 3. Parámetros de las centrales térmicas consideradas para la RSF.

Los resultados de las simulaciones se estimarán adecuadas cuando la respuesta de la frecuencia luego de aplicar acciones correctivas vuelva a su valor de referencia optimizando el factor de eficiencia. Recordando los procedimientos de CAMMESA, el valor mínimo estacional para el Factor de Eficiencia Horario para la RSF (FERSHMIN) se establece en 0,3 tal que representa un compromiso mínimo de calidad.

6.3 Validación de modelo

Para validar el modelo de Simulink y garantizar su correcto funcionamiento, en primera instancia se hace una simulación plana, lo cual implica aplicar ninguna perturbación al sistema. Como consecuencia, las variables del modelo deberán mantenerse inalteradas. A continuación, se muestra el modelo y sus variables luego de dicha corrida.

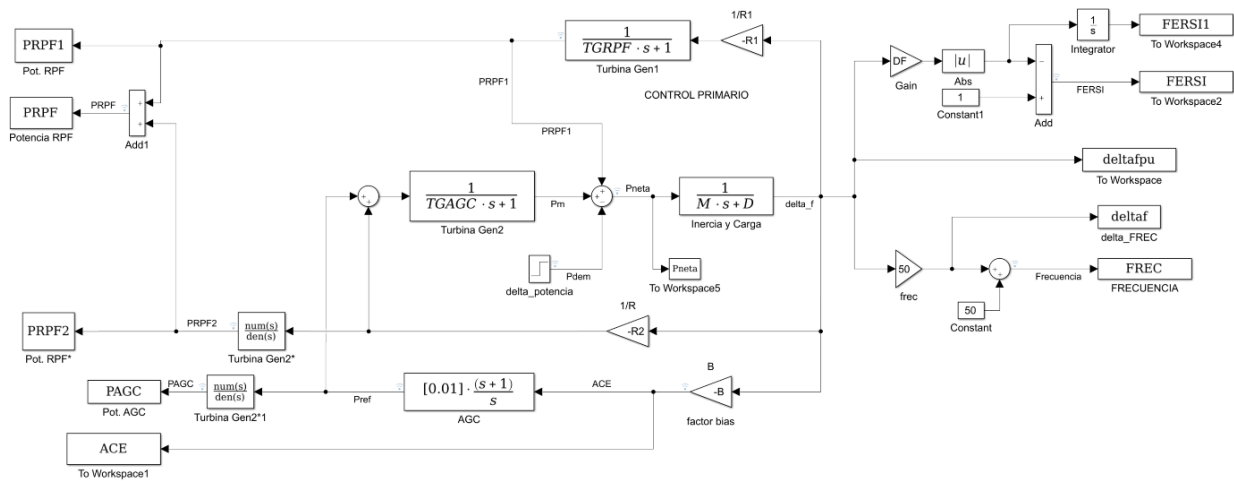


Figura 22. Diagrama de bloques del modelo en el programa Simulink.

Donde:

- PRPF1: Potencia generada por unidades que sólo aportan a la RPF
- PRPF2: Potencia generada por unidades que aportan a la RPF y a la RSF
- PRPF=PRPF1+PRPF2: Potencia generada por unidades que aportan a la RPF
- TGRPF: Constante de tiempo de turbina total de las unidades que realizan RPF exclusivamente
- TGAGC: Constante de tiempo de turbina total de las unidades que realizan tanto RPF y RSF
- M: Inercia total del sistema
- D: Coeficiente de amortiguamiento de la demanda

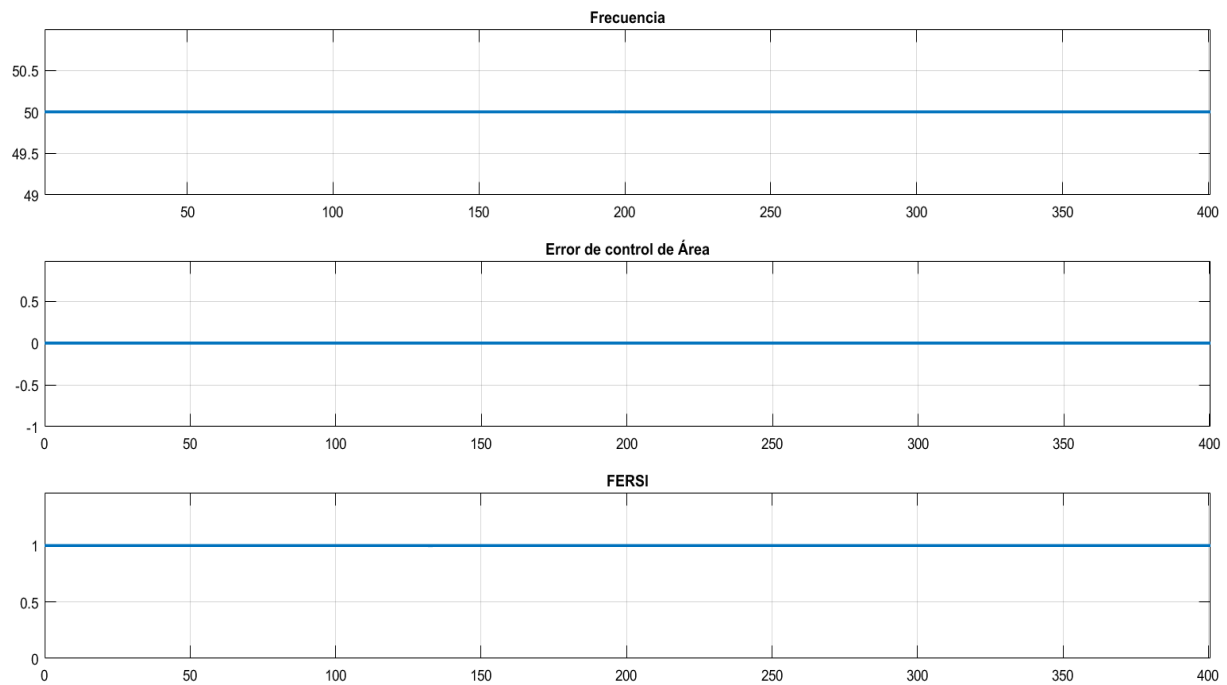


Figura 23. Evolución temporal de la frecuencia, el ACE y el FERSI durante la simulación plana.

Como segunda instancia de validación del modelo matemático, se aplica la perturbación N°1 (aumento de 4000MW) detallado en una sección anterior, ya que representa un caso más práctico. Para esto se simula una rampa, con un bias equivalente a su valor teórico: $225 \frac{MW}{Hz}$. El escenario utilizado del SADI para esta validación es de baja demanda y con poca penetración de energía renovable, con regulación secundaria efectuada tanto por máquinas térmicas como hidroeléctricas. Se repite el detalle de los valores de simulación y la evolución de algunas variables de interés.

Demanda [MW]	12000
Hidroeléctrica [%]	40
Térmica [%]	50
Renovable [%]	10
Reserva Térmica RPF [%]	5
Reserva Hidro RPF [%]	10
Sensibilidad Demanda [%]	1,5
Estatismo RPF total [%]*	8,9
Reserva RPF [%]	7,45
Inercia [pu]	253

Tabla 4. Valores de simulación para la segunda validación.

(*) Base equivalente a la demanda.

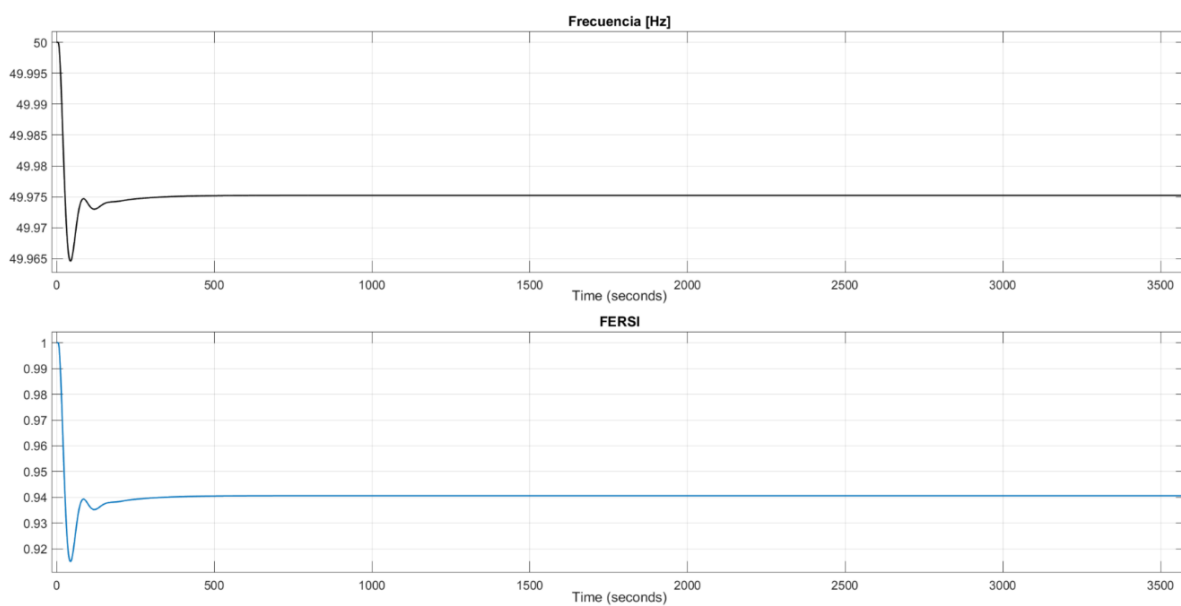


Figura 24. Evolución de la frecuencia (grafico superior) y el FERSI (gráfico inferior) durante la segunda validación.

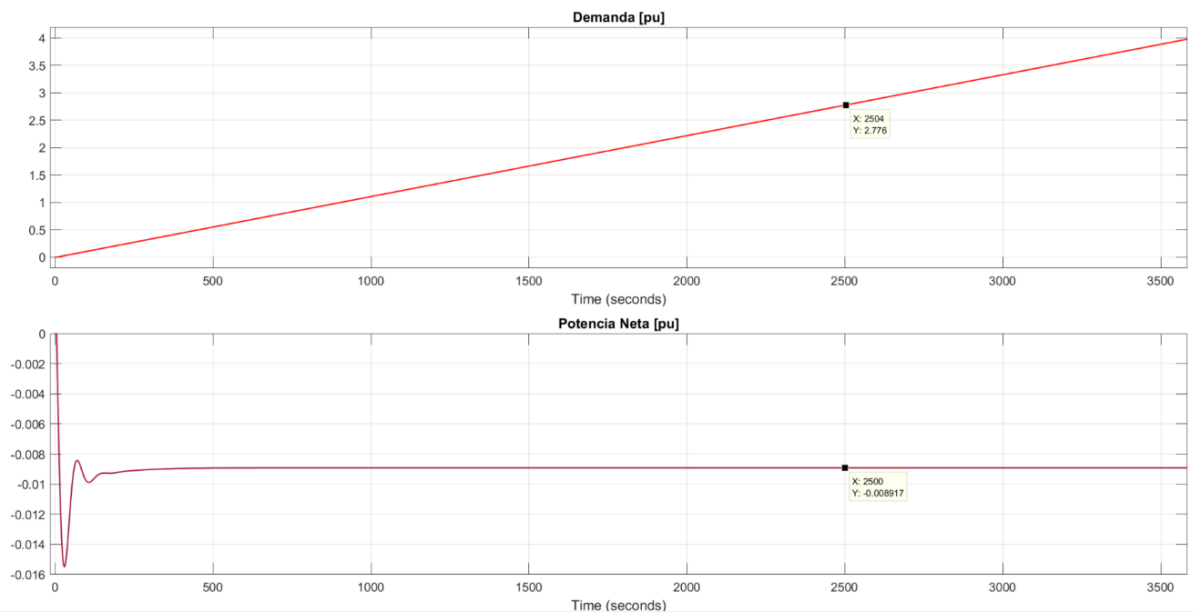


Figura 25. Evolución de la demanda (gráfico superior) y la potencia neta (gráfico inferior) durante la segunda validación.

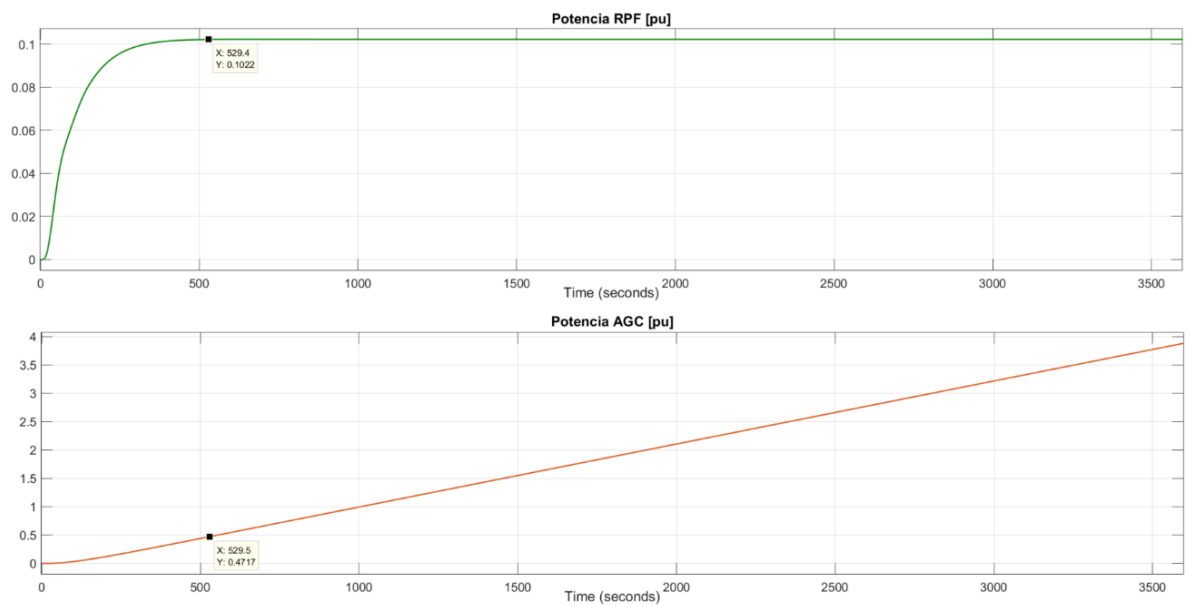


Figura 26. Evolución de la potencia de la RPF (gráfico superior) y la potencia del AGC (gráfico inferior) durante la segunda validación.

Las gráficas muestran que la reserva de la regulación secundaria alcanza para cubrir los 4000 MW de demanda. La realidad es que no cuenta con ese nivel de reserva, sino que a lo largo de una hora debería estar actuado la regulación terciaria de frecuencia. Como no se contempla en este modelo esta acción de control, y para no introducir alinealidades al modelo no se le colocó un bloque de saturación que limite el margen de regulación secundaria.

Capítulo 7. Casos de estudio

7.1 Caso 1: Alta penetración de energías renovables - RSF térmica e hidroeléctrica

Para esta simulación se reordena la prioridad de despacho, poniendo en servicio primero aquellas máquinas con mayor inercia. Se utilizan los siguientes parámetros de simulación:

Demanda [MW]	12000
Hidroeléctrica [%]	35
Térmica [%]	35
Renovable [%]	30
Reserva Térmica RPF [%]	5
Reserva Hidro RPF [%]	10
Sensibilidad Demanda [%]	1,5
Estatismo RPF total [%]*	5,1
Reserva RPF [%]	5,4
Inercia [pu]	164

Tabla 5. Valores de simulación para el caso 1.

(*) Base equivalente a la demanda

En las siguientes gráficas de las simulaciones se representará la evolución de la frecuencia y FERSI para distintos valores de factor bias, cuando se aplica un aumento de demanda de 250 MW en forma de rampa. El tiempo de crecimiento de la carga y la duración del consumo se estiman a partir de la toma de carga de un horno eléctrico de una acería genérica argentina.

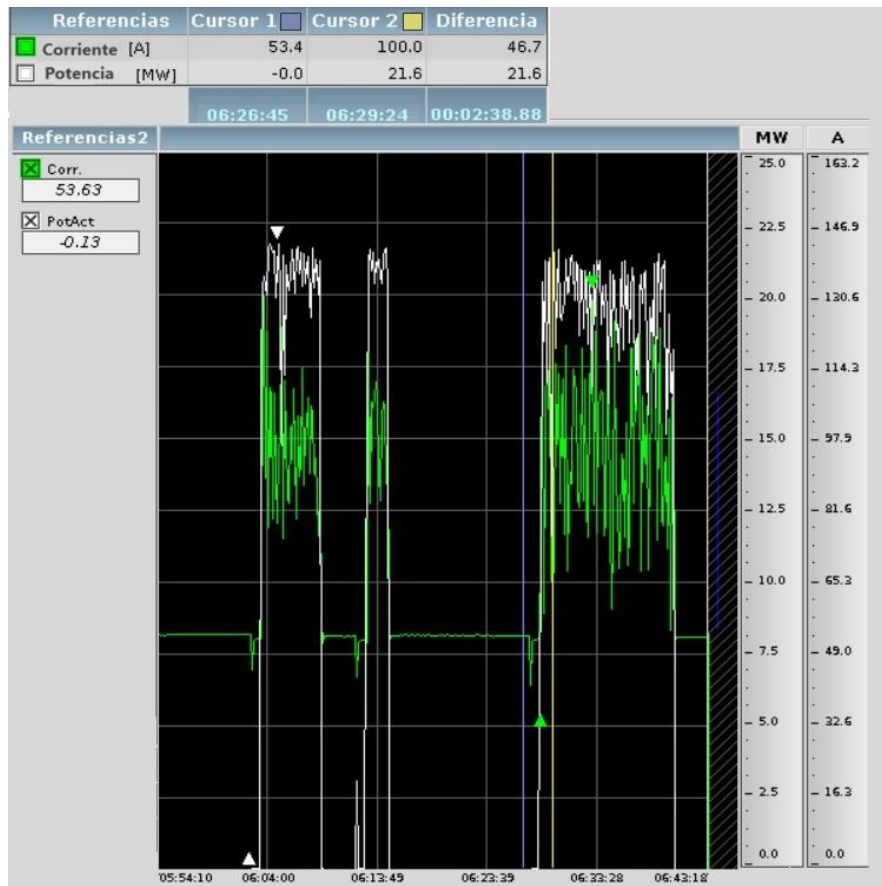


Figura 27. Toma de carga de un horno eléctrico de una acería

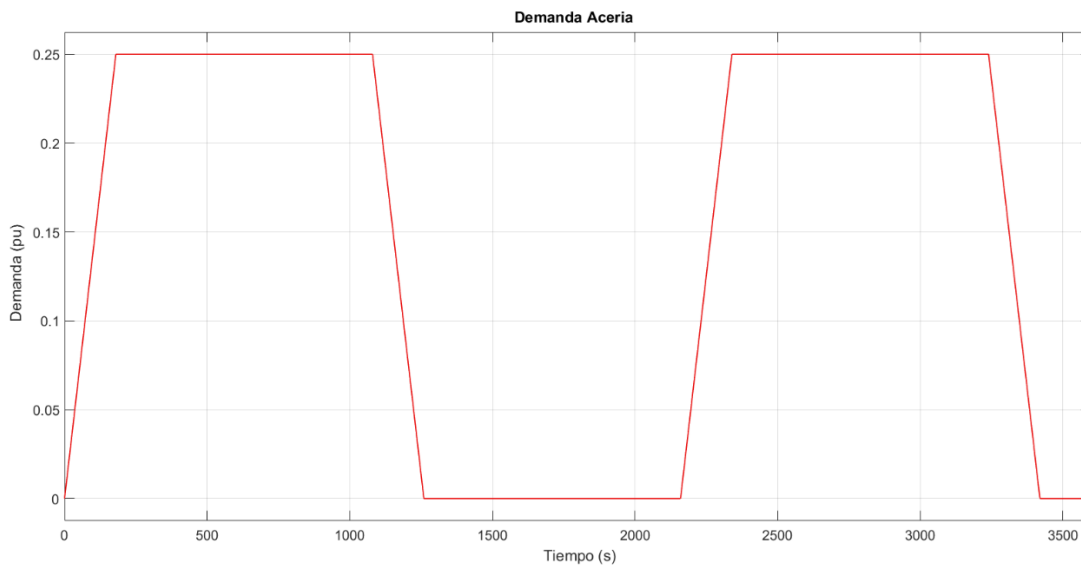


Figura 28. Onda de demanda considerada para la simulación.

En todos los casos, se mantiene los parámetros de simulación constantes. En cada una de las gráficas de frecuencia, se diagraman los límites de ajuste inferior y superior mediante línea de punto, los cuales definen la frecuencia a la cual la regulación secundaria deberá comenzar a actuar (0,05Hz).

7.1.1. Factor Bias teórico

El bias teórico en este caso, equivalente a la característica de respuesta de frecuencia, es de 152 MW/Hz.

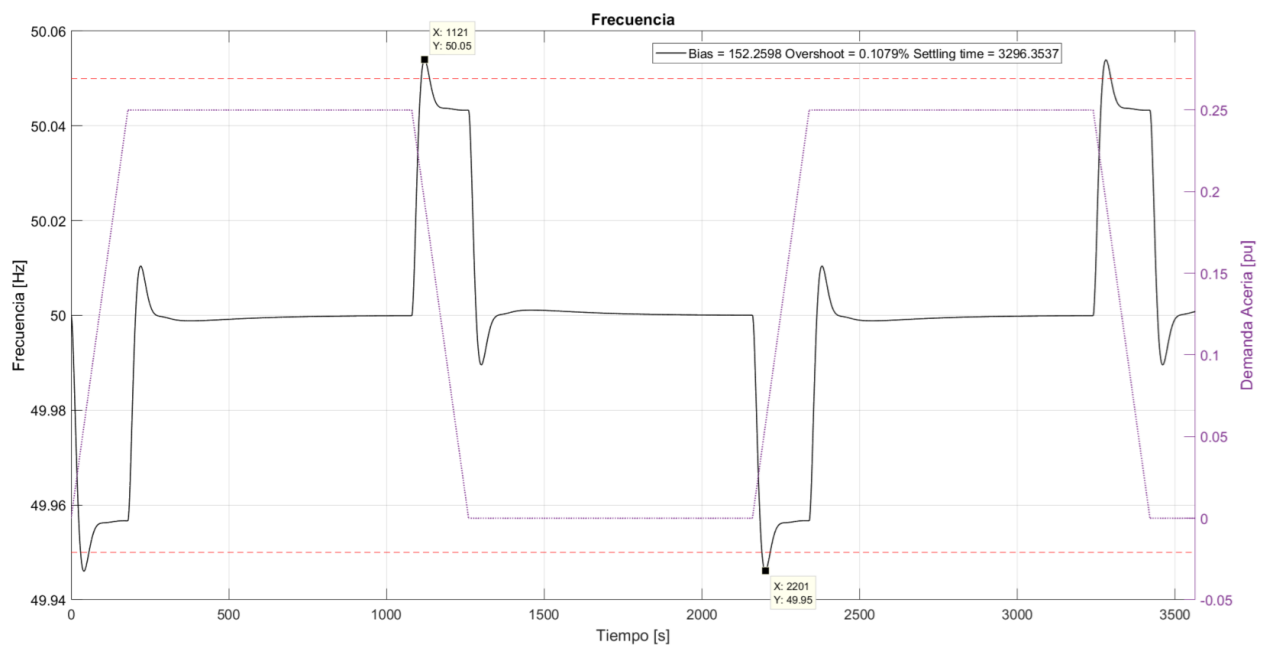


Figura 29. Respuesta de la frecuencia ante la entrada de demanda de toma de carga de acería con el bias teórico.

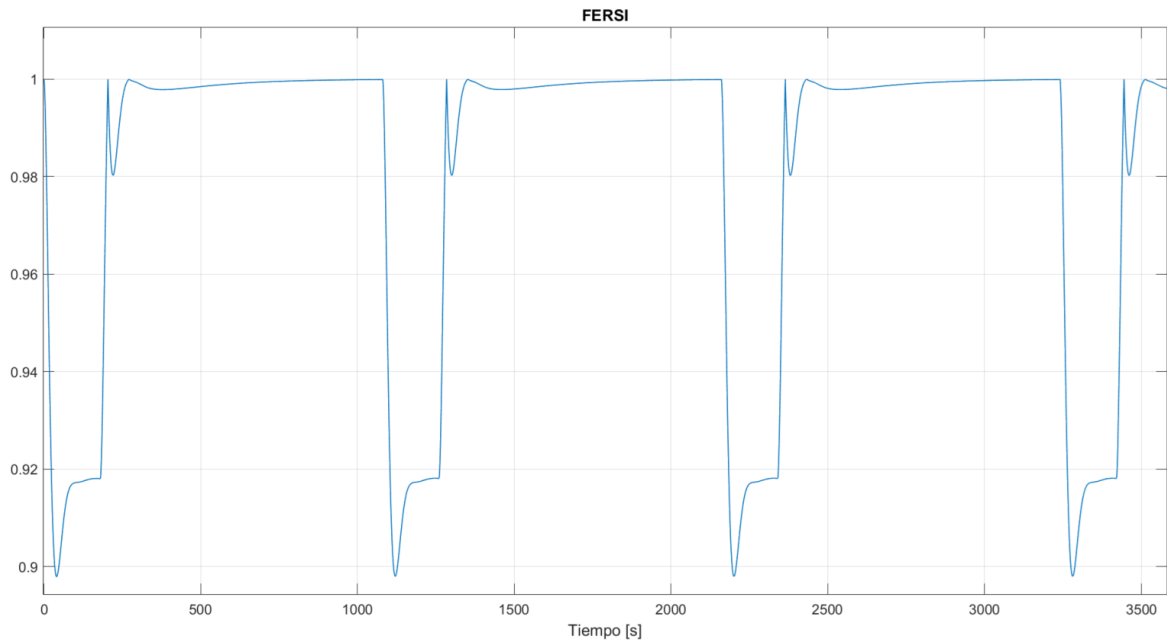


Figura 30. Respuesta del FERSI ante la entrada de demanda de toma de carga de acería con el bias teórico.

7.1.2. Factor Bias: 1000 MW/Hz

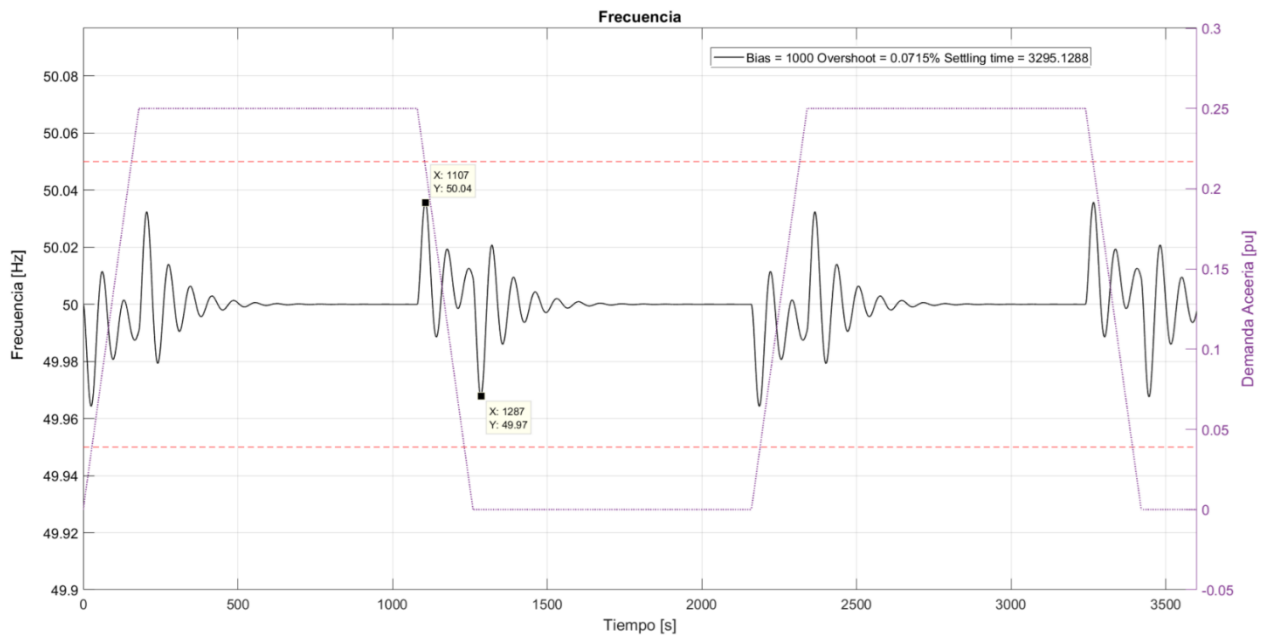


Figura 31. Respuesta de la frecuencia ante la entrada de demanda de toma de carga de acería con el bias de 1000 MW/Hz.

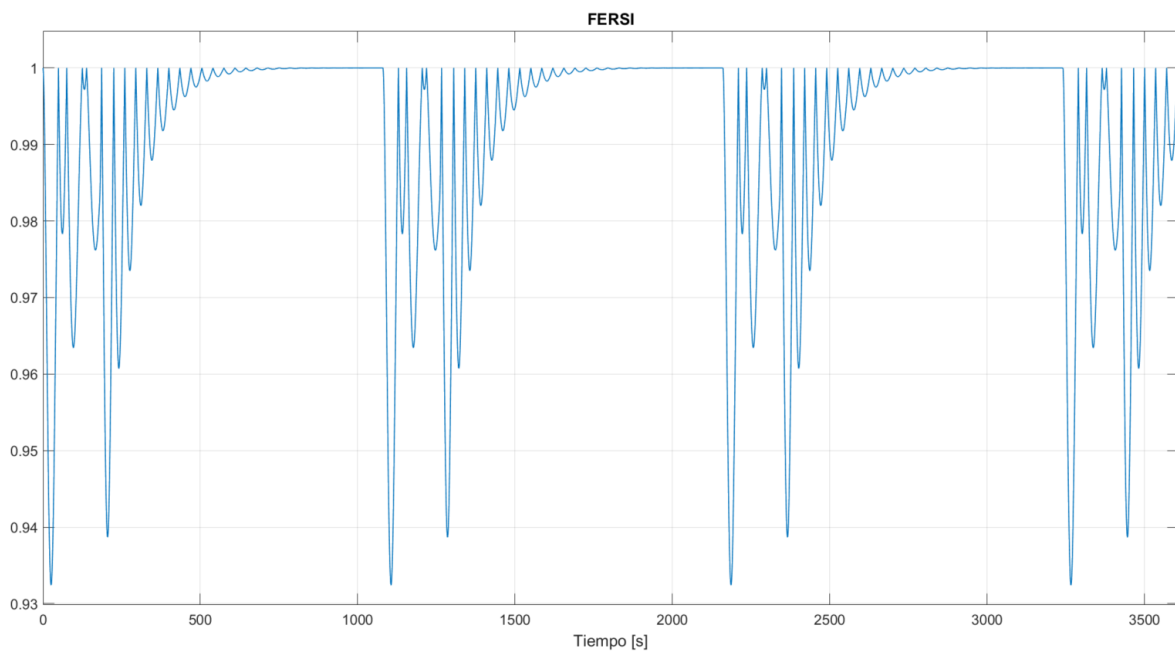


Figura 32. Respuesta del FERSI ante la entrada de demanda de toma de carga de acería con el bias de 1000 MW/Hz.

7.1.3. Factor Bias: 10MW/Hz

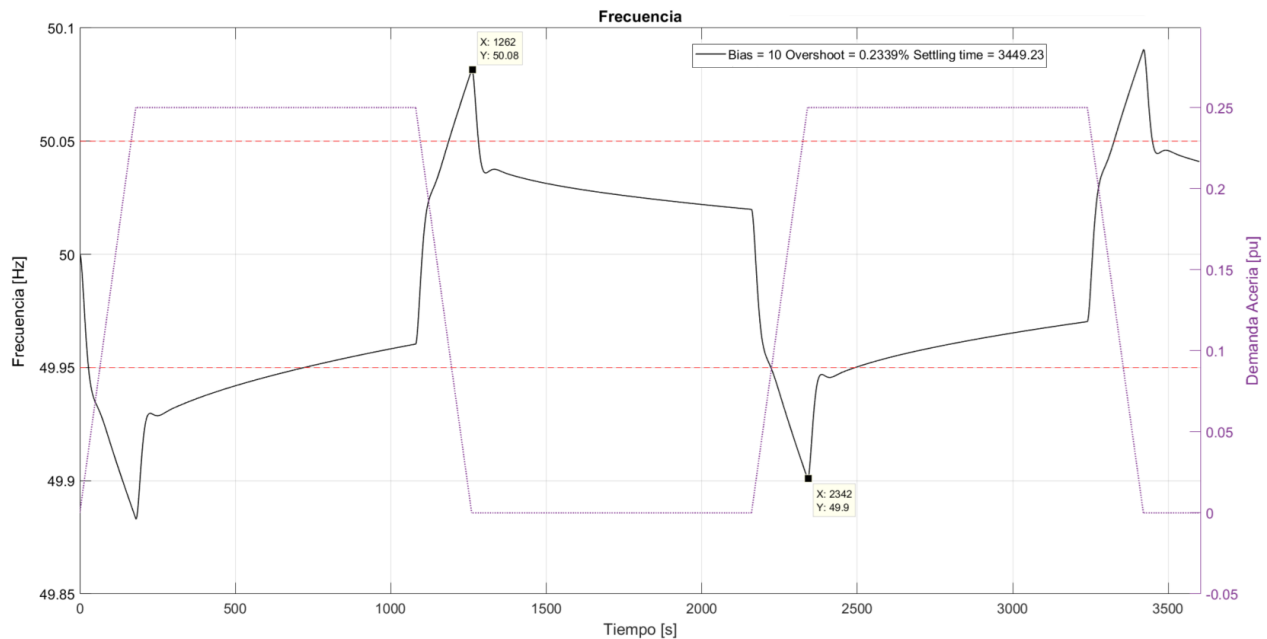


Figura 33. Respuesta de la demanda ante la entrada de demanda de toma de carga de acería con el bias de 10 MW/Hz.

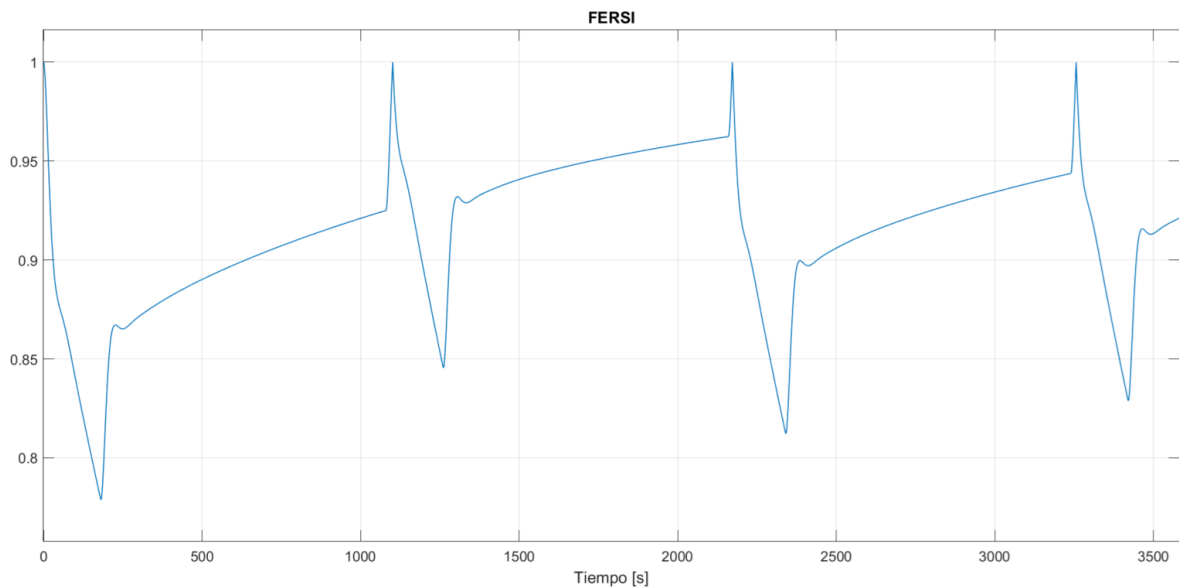


Figura 34. Respuesta del FERSI ante la entrada de demanda de toma de carga de acería con el bias de 10 MW/Hz.

7.2 Caso 2: Alta penetración de energías renovables - RSF térmica

En este apartado se repiten las simulaciones de la sección 7.1, considerando que la RSF es ejecutado solo por generadores térmicos. Se toma la suposición de que la central de Ciclo Combinado Costanera tiene la capacidad de participar de la regulación secundaria, y se mantiene la participación de la Central Térmica Tucumán.

Térmicas							
Central	Tipo	Unidades	Potencia máxima [MVA]	Estatismo governor x unidad [%]	Estatismo governor total [%]	∇ toma de carga x unidad [MW/s]	∇ toma de carga total [MW/s]
Central Térmica Tucumán	Turbogas	2	160	6	3	0.24	0.48
	Turbovapor	1	150	6	6	0.225	0.225
Central Térmica Costanera	Turbovapor	6	190	6	1	0.285	1.71
	CC1 - Turbogás	1	220	6	6	0.33	0.33
	CC1 - Turbopapor	1	105	6	6	0.1575	0.1575
	CC2 - Turbogás	2	270	6	3	0.405	0.81
	CC2 - Turbopapor	1	310	6	6	0.465	0.465

Tabla 6. Parámetros de las centrales térmicas consideradas para la RSF en el caso 2.

Se reordena la prioridad de despacho, tal que se ponen en servicio primero aquellas máquinas que realizan RSF, por lo que se modifica la inercia y a su vez el estatismo total del sistema. El reordenamiento del despacho se debe a que, si se pusiera como prioridad aquellas máquinas con mayor inercia, las centrales térmicas propuestas para realizar RSF no se despacharían, y no habría acción de control secundario.

Los demás parámetros de simulación se presentan a continuación:

Demanda [MW]	12000
Hidroeléctrica [%]	35
Térmica [%]	35
Renovable [%]	30
Reserva Térmica RPF [%]	5
Reserva Hidro RPF [%]	10
Sensibilidad Demanda [%]	1,5
Estatismo RPF total [%]*	8,3
Reserva RPF [%]	5,5
Inercia [pu]	143

Tabla 7. Valores de simulación para el caso 2.

(*) Base equivalente a la demanda.

7.2.1. Factor Bias teórico

El bias teórico para este nuevo esquema de regulación es de 158 MW/Hz.

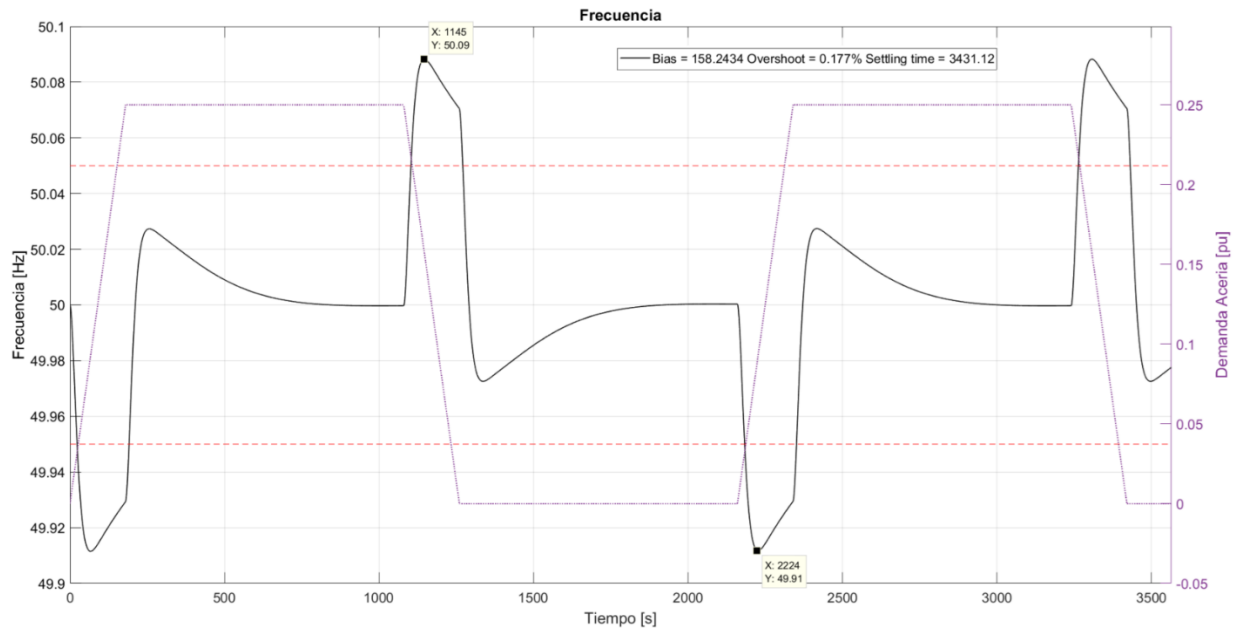


Figura 35. Respuesta de la frecuencia ante la entrada de demanda de toma de carga de acería con el bias teórico y generación térmica realizando RSF.

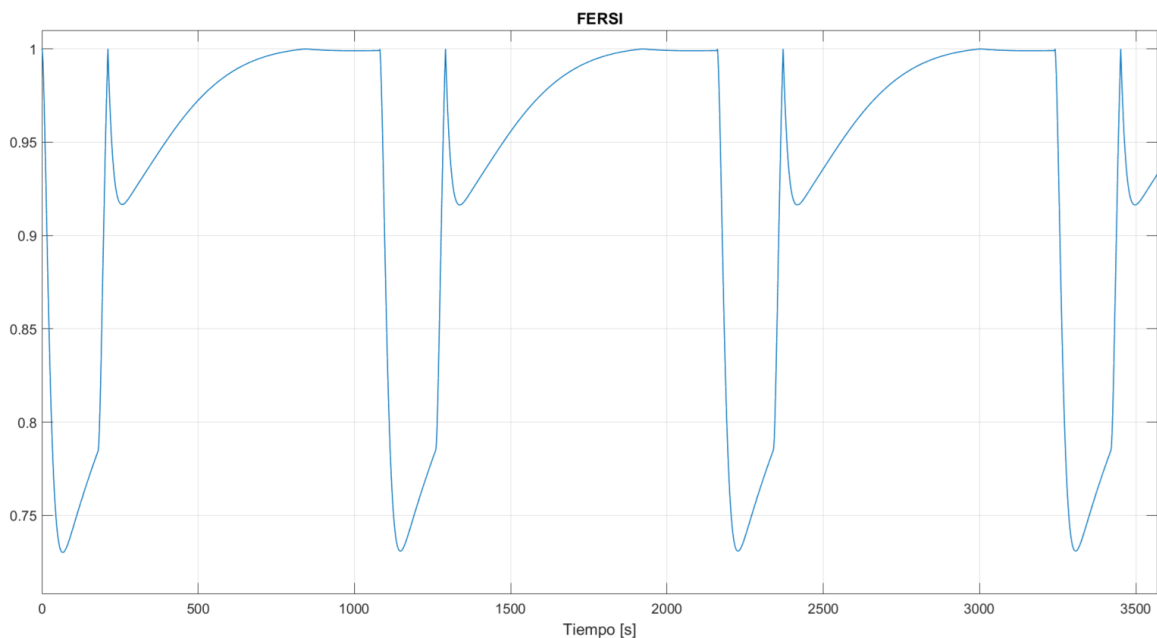


Figura 36. Respuesta del FERSI ante la entrada de demanda de toma de carga de acería con el bias teórico y generación térmica realizando RSF.

7.2.2. Factor Bias: 1000 MW/Hz

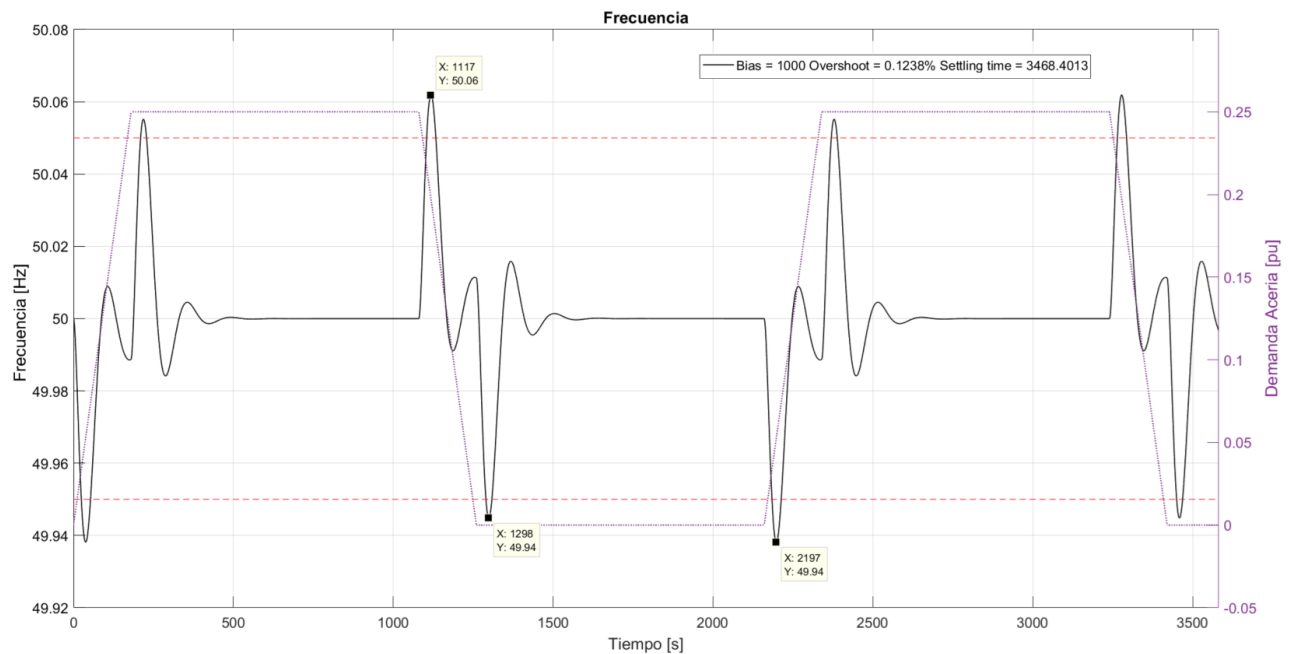


Figura 37. Respuesta de la frecuencia ante la entrada de demanda de toma de carga de acería con el bias de 1000 MW/Hz y generación térmica realizando RSF.

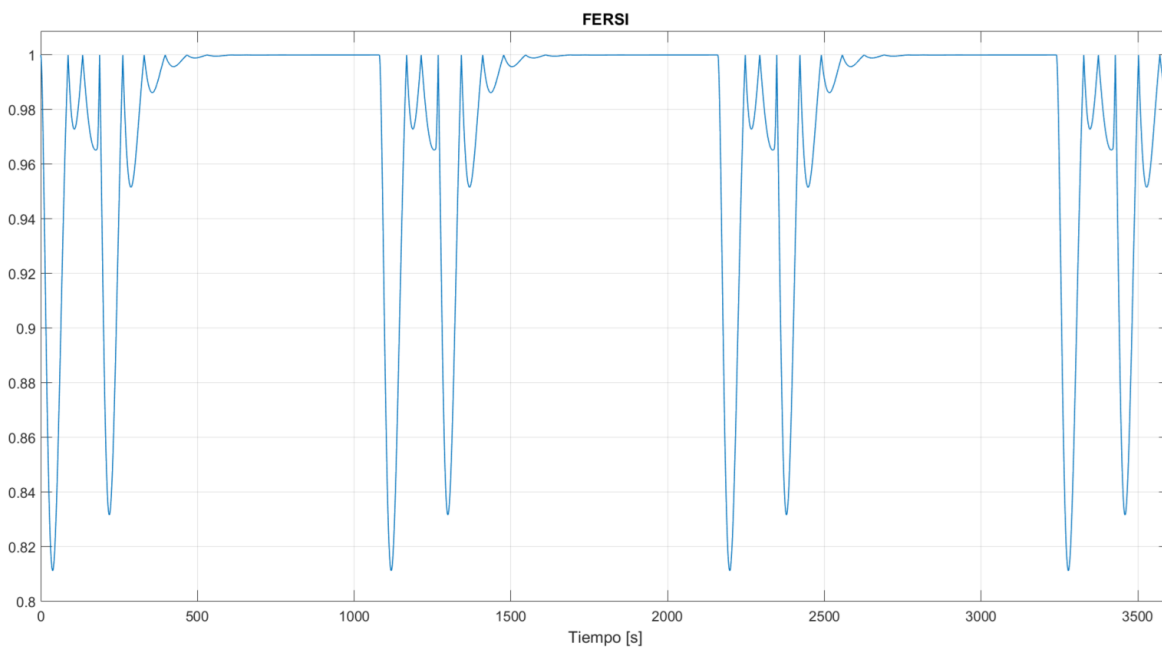


Figura 38. Respuesta del FERSI ante la entrada de demanda de toma de carga de acería con el bias de 1000 MW/Hz y generación térmica realizando RSF.

7.2.3. Factor Bias: 10 MW/Hz

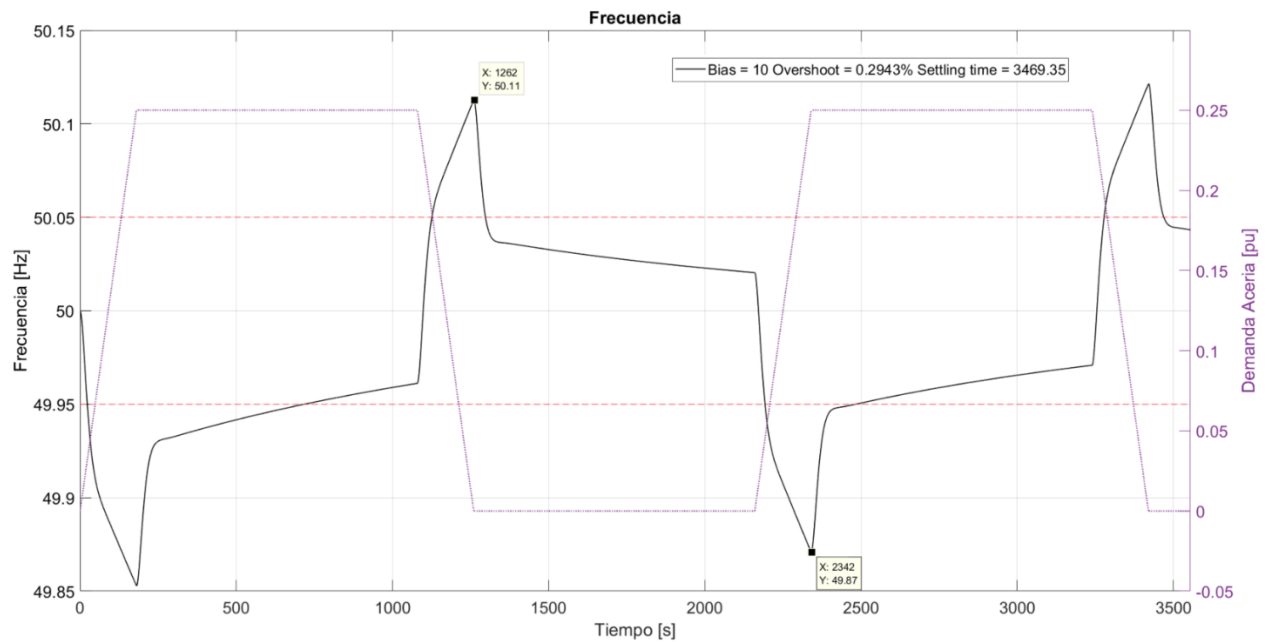


Figura 39. Respuesta de la frecuencia ante la entrada de demanda de toma de carga de acería con el bias de 10 MW/Hz y generación térmica realizando RSF.

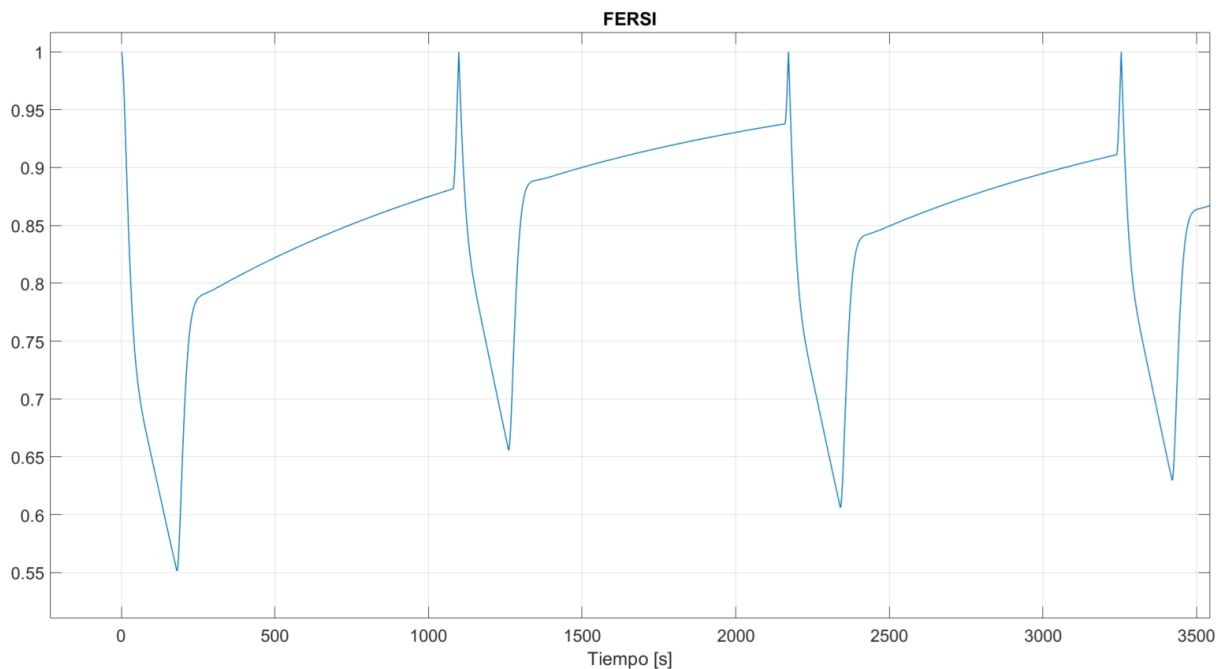


Figura 40. Respuesta del FERSI ante la entrada de demanda de toma de carga de acería con el bias de 10 MW/Hz y generación térmica realizando RSF.

En principio, se analiza una evolución similar al caso de aplicar RSF tanto con generación hidroeléctrica, como térmica, con sus respectivos valores de factor bias teórico. Las diferencias que se pueden apreciar están el pico máximo y mínimo que alcanza la frecuencia (sobrevalor), el tiempo de restablecimiento, y las oscilaciones durante el tiempo que tarda en alcanzar el régimen permanente.

Para los tres valores diferentes de factor bias (teórico, 1000 MW/Hz y 10 MW/Hz) se observa que el sobrevalor de la frecuencia es mayor cuando la regulación se realiza exclusivamente con tecnología térmica, habiendo una diferencia entre 20 mHz y 40 mHz entre los picos máximos.

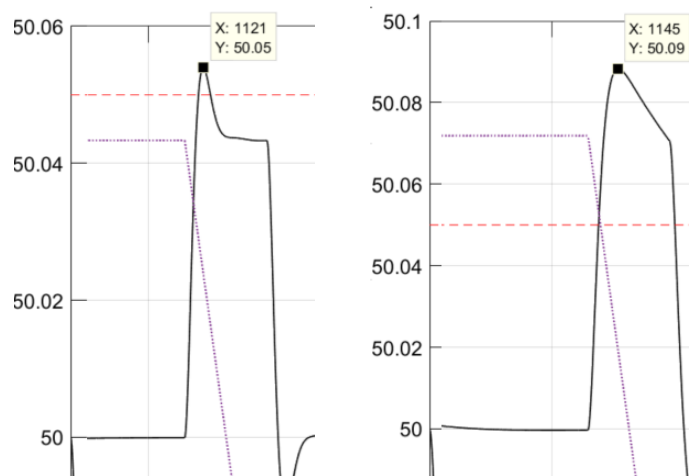


Figura 41. Diferencia entre valores de pico máximos de frecuencia

En el caso del tiempo de restablecimiento, el mismo es más lento cuando solo se efectúa RSF con tecnología térmica, tardando aproximadamente 140 segundos más en volver a la frecuencia nominal de 50Hz. Por lo tanto, la desviación de frecuencia se mantiene por mayor cantidad de tiempo. Esto se debe al menor valor de gradiente de toma carga de los generadores térmicos a comparación de los hidroeléctricos. En paralelo, se observa que por esta misma razón, el contenido oscilatorio es menor cuando es menor el gradiente de toma de carga. Sin embargo, este efecto se hace notorio cuando el factor bias es de un valor muy elevado. Para el caso del factor bias teórico y valores alrededor, las oscilaciones de frecuencia no son visibles. Lo mismo ocurre para valores muy bajos de

factor bias. En este caso, el valor de gradiente de toma de carga tiene importancia por la duración prolongada de restablecimiento.

Como última observación gráfica, se ve que la evolución de la frecuencia ante la aplicación de la rampa con RSF ejecutado solo por generadores térmicos y un factor bias muy chico (10 MW/Hz), la frecuencia llega a un valor de 49,87 Hz. En el SADI, para esta frecuencia, se comienza la desconexión de ciertas cargas y bombas. Por lo tanto, valores muy alejados del valor teórico de bias no resultan convenientes para un comportamiento adecuado de la frecuencia y la demanda conectada. Luego, si se desease evaluar la eficiencia de cada valor de factor bias de forma rápida, se pueden observar las gráficas de FERSI, en la que se ve reflejado el tiempo en el que la frecuencia permanece en su valor nominal.

Se destaca que, al no contar con todos los datos reales de los generadores, el gradiente de toma de carga se calculó según el valor mínimo establecido por los procedimientos de CAMMESA y con un criterio de mantener los gradientes de tomas de carga mayores para los generadores hidroeléctricos. Sin embargo, la diferencia que se estableció para este valor entre distintas tecnologías no es significativa. En caso de hacer una diferencia más distintiva del gradiente de toma de carga entre generadores térmicos e hidroeléctricos, la diferencia en evolución de la frecuencia en cada caso sería más notoria.

Por otra parte, también se menciona que el modelo utilizado en este proyecto no representa la dinámica de la máquina en las simulaciones. A pesar de esto, como se modelan los generadores como un sistema de generación con valores promedios, el efecto que se debería notar al tener distintas dinámicas se ve amortiguado y no cobra importancia en este proyecto. Las diferencias en tipos de rotor tendrían un rol importante en la decisión de si realmente es conveniente realizar RSF solo con generadores térmicos o en conjunto con hidroeléctricos en caso de estudiar una central particular y sin un control de generación centralizado, ya que las excursiones mecánicas y térmicas varían sobre el tipo

de rotor. Este análisis de dinámica de los rotores de cada tipo de generación escapa el alcance de este proyecto.

7.3 Caso 3: Factor bias constante - Análisis de la respuesta transitoria ante un escalón de potencia para las condiciones correspondientes a cada hora de un día típico de verano.

En esta sección se estudia cómo influiría el uso de un único factor bias en el desempeño de la regulación secundaria de frecuencia, en particular la respuesta transitoria y el FERSI, para distintos valores de demanda. Se tienen en cuenta los conceptos sobre control definidos en el capítulo 4.

Se toma la demanda típica de un día de verano obtenida del reporte anual de CAMMESA [15] la cual se grafica en la figura 42. En esta se muestra una variación entre 15000 MW en las horas de la madrugada y 24300 MW en el pico diurno. Las diferencias horarias de la potencia demandada implican otra composición del despacho y, por lo tanto, según su ecuación, un valor de factor bias teórico distinto.

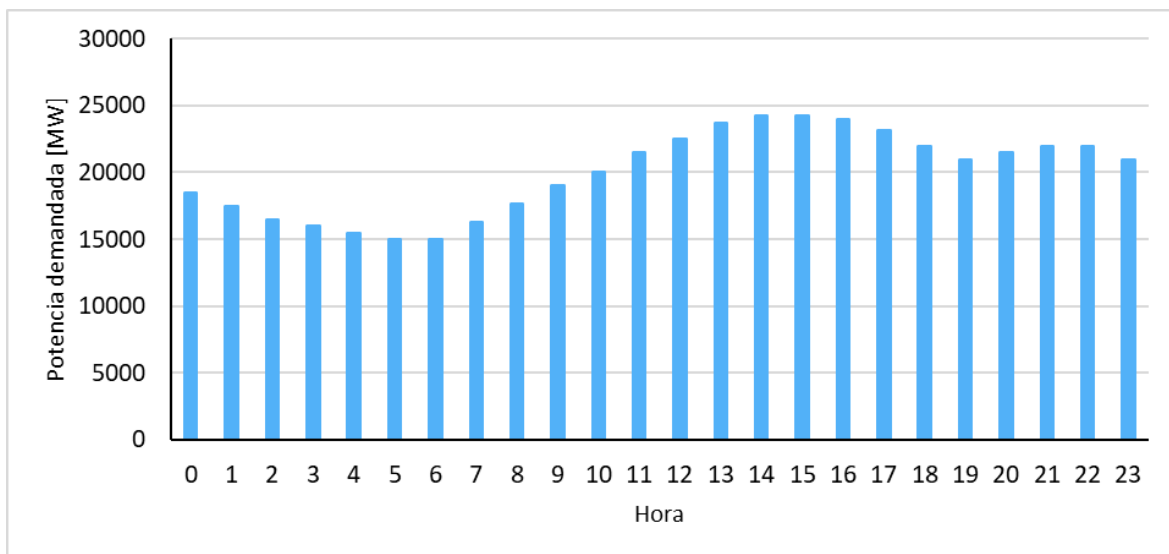


Figura 42. Demanda total del SADI de verano típica.

En el modelo, los parámetros relativos a la regulación, es decir, los tiempos de los generadores (gradiente de toma de carga total) y el estatismo de la regulación primaria, son calculados según los generadores que se consideran para la regulación.

En la operación del SADI, para cada hora y demanda se tiene un determinado grupo de máquinas con una determinada potencia disponible para la regulación, ya sea primaria o secundaria. Por lo tanto en este caso, se calculan los parámetros mencionados de manera tal que reflejen esto.

Debe haber disponible en las máquinas una potencia equivalente al 7.2% de la demandada, valor que se conforma con los porcentajes de la tabla 8.

Tipo de regulación	Porcentaje
Regulación Primaria	3%
Regulación Secundaria	2.1%
Reserva Rotante	2.1%

Tabla 8. Regulación de frecuencia según porcentaje de la demanda.

Se considera que todos los generadores que realizan RPF y RSF están despachados a su máxima potencia activa, menos el margen de regulación, que es 10% en las máquinas hidroeléctricas y 5% en las térmicas.

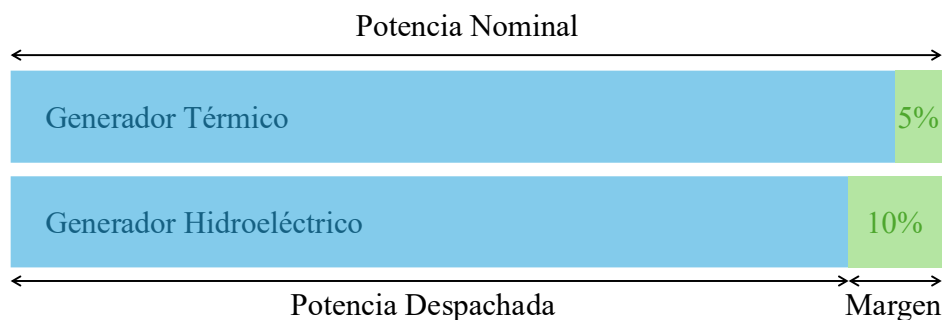


Figura 43. Representación gráfica del porcentaje de potencia despachada y margen de reserva según tecnología.

El proceso mediante el cual se define cuales unidades regulan implica ordenar las máquinas en una lista y sumar los márgenes de regulación de cada una en esa lista. Cuando la suma de los márgenes alcanza el porcentaje requerido (que se obtiene de la Tabla 8), se considera que todas las unidades hasta ese punto están regulando. Los datos de estos generadores se utilizan para el cálculo de los parámetros mencionados. Se tiene en cuenta que las máquinas que realicen RSF no se consideren para RPF, ya que de esa manera se estaría contando su margen de potencia dos veces.

Es posible que en la operación haya máquinas, especialmente las hidroeléctricas, que se encuentren regulando pero su potencia de salida sea mucho menor a la nominal. En esos casos el margen, que sigue siendo el 10% o el 5%, es más bajo y por lo tanto más unidades entran en la regulación. En este modelo se considera que todas las máquinas generan su máximo posible por lo que siempre hay la mínima cantidad de generadores regulando. Esto se hace con el propósito de estudiar el sistema en la peor condición, asegurándose de que el gradiente de toma de carga y el estatismo sean mínimos.

En escenarios de baja demanda (<14000 MW) se debe considerar un despacho menor de cada máquina para que el margen sea menor y más unidades regulen. El objetivo de esta estrategia es mejorar el desempeño de la regulación y acercarse más a las condiciones reales de operación del sistema.

En cuanto a la reserva rotante, se presume que siempre se tiene suficiente. Además la misma no modifica los parámetros del modelo por lo tanto no se tiene en cuenta en los cálculos. También, si se tienen suficientes máquinas en el AGC, no se necesitaría tener reserva rotante.

Se plantea obtener una idea del error que se cometería al considerar un único bias para todas las condiciones de operación de un día de verano. Para eso se obtienen los parámetros correspondientes a cada una de las potencias del día considerando una proporción de generación de 40% hídrico, 50% térmico y 10% renovable. Luego se calcula el valor promedio de todos los factores bias teóricos calculados mediante la

característica de respuesta de frecuencia obtenidos, que resulta en 133 MW/Hz. Usando este parámetro en cada uno de los casos, se perturban los sistemas con un escalón de demanda de 100 MW y se registran las respuestas temporales de la frecuencia en la figura 44. Además, se simula la misma perturbación para cada caso, pero considerando el bias adecuado.

Se observa que para todos los casos la respuesta es similar, sin embargo, la desviación es menor para mayores demandas (curvas más oscuras). En rojo se indica la curva de la potencia que se corresponde al factor bias promedio.

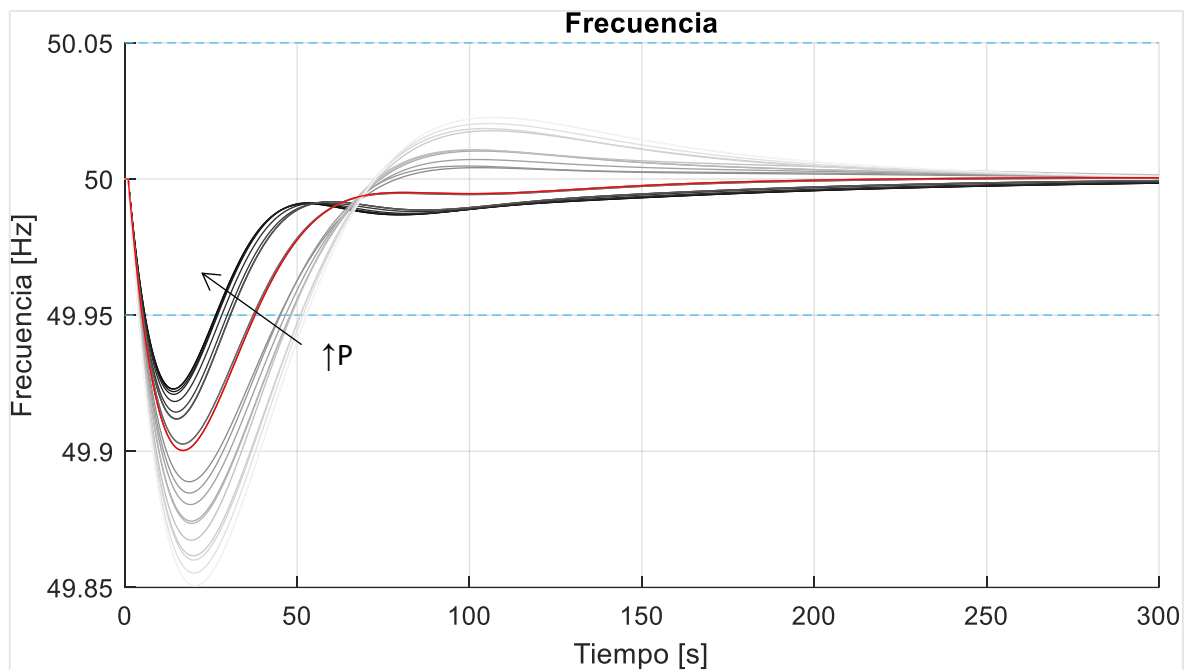


Figura 44. Familia de curvas de frecuencia en respuesta a una perturbación de 100 MW para la demanda horaria de verano considerando el bias promedio.

Para evaluar el desempeño cuantitativamente se usa el factor FERSI integrado durante todo el período de simulación, ya que da una idea de la desviación de la frecuencia total. Gráficamente, este valor representaría el área entre la frecuencia registrada y los 50 Hz.

Los resultados se ilustran en la figura 45 en azul para el bias promedio. Con una recta vertical verde se señala la potencia de demanda para la cual el bias es el teórico coincide

con el promedio (133 MW/Hz). Se observa un comportamiento decreciente con la potencia, es decir para menor potencias la diferencia de la frecuencia con la nominal es mayor. Para una demanda de 22000 kW la integral del FERSI aumenta y para los valores superiores se mantiene relativamente constante.

Por otro lado, en naranja se obtiene el FERSI para los mismos casos con la diferencia del uso del bias teórico en la simulación. De esta manera se puede comparar la respuesta con y sin el cálculo.

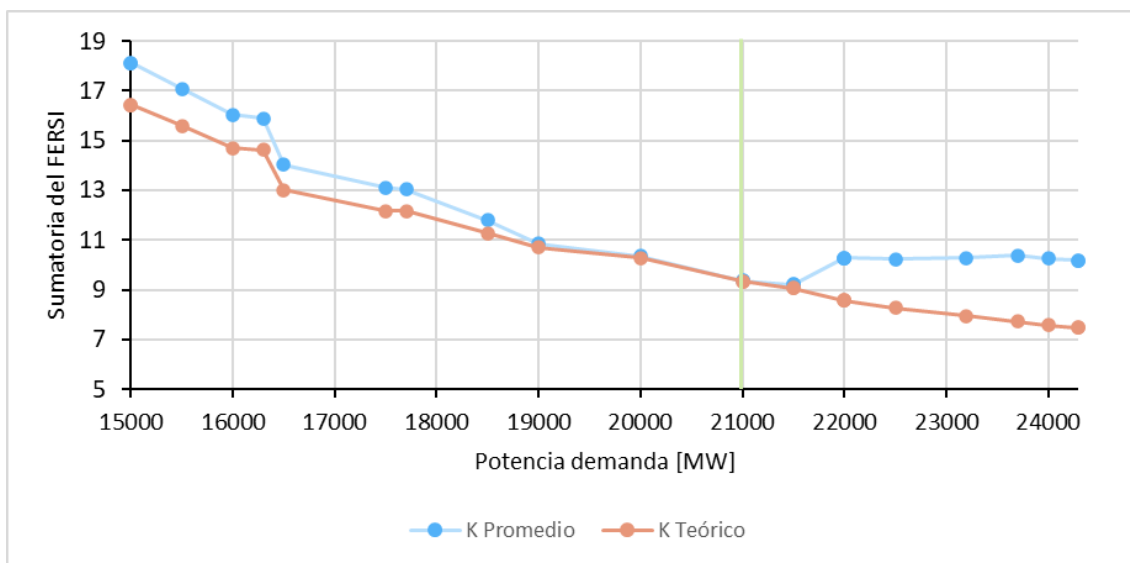


Figura 45. FERSI integrado en el período de simulación. Azul bias promedio, naranja bias teórico.

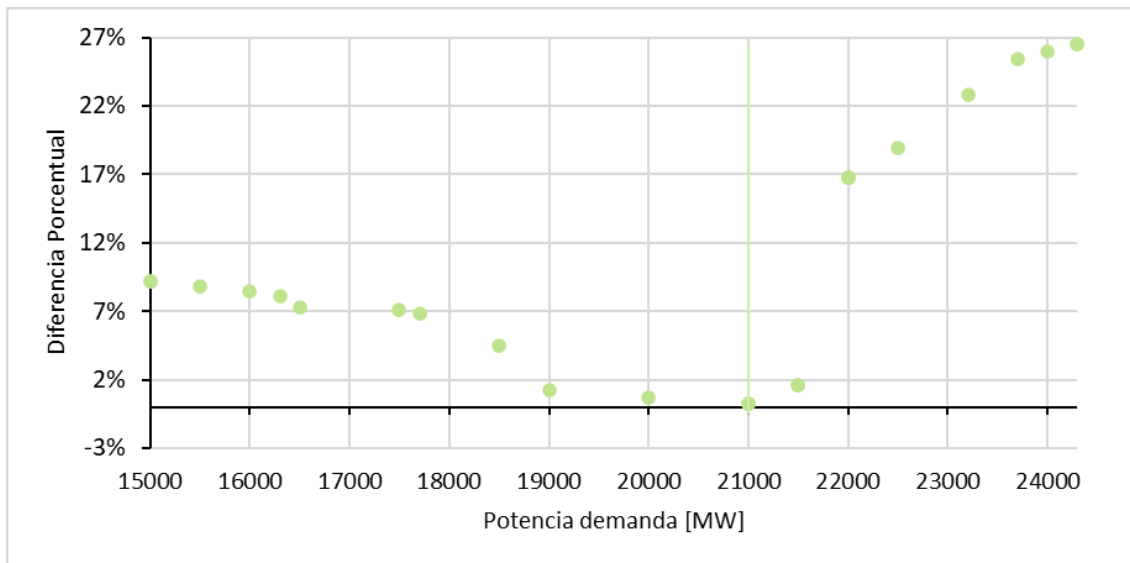


Figura 46. Diferencia entre la sumatoria del FERSI con bias promedio y calculado como porcentaje del primero.

Para mayor claridad, la figura 46 muestra la diferencia entre la sumatoria del FERSI con bias promedio y calculado como porcentaje del primero. Se observa que, para la mayoría de los valores, considerar un bias genérico da como resultado una mayor desviación de la frecuencia, especialmente para valores superiores a la potencia correspondiente con el bias promedio, sugiriendo que sobredimensionar el bias ligeramente puede mejorar la respuesta del control.

Por otro lado, se analizan variables que tienen que ver con la dinámica de la respuesta, el sobrevalor (Figura 45 (a)) y el tiempo de establecimiento (Figura 45 (b)).

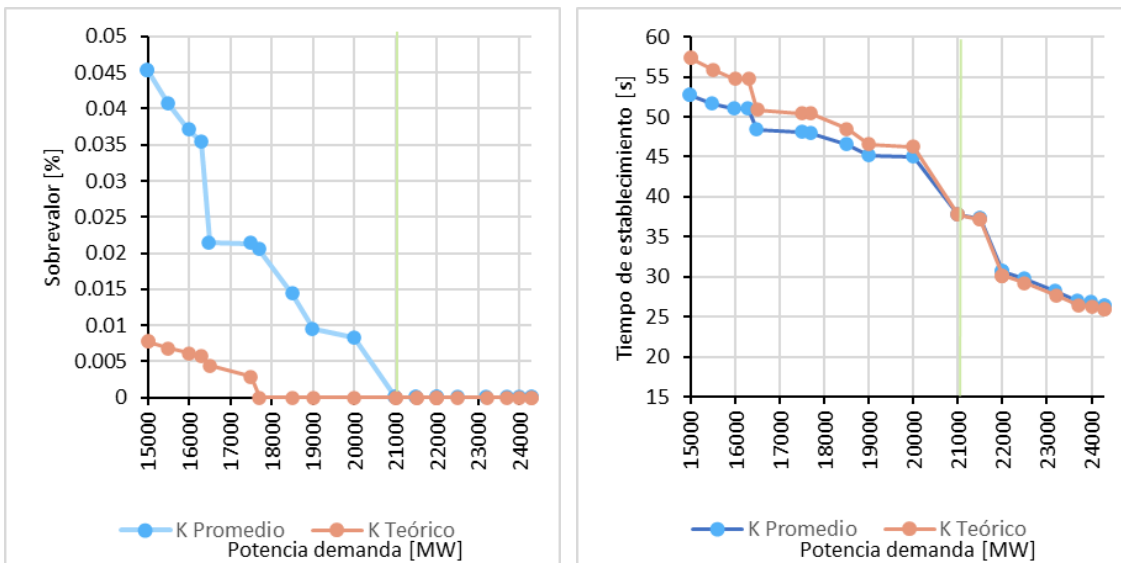


Figura 47 (a) Sobrevalor alcanzado con bias promedio (azul) y teórico (naranja). (b) Tiempo de establecimiento con bias promedio (azul) y teórico (naranja).

En la figura 47 (a) se observa que, para casos de potencia menor a la del bias, el sobrevalor disminuye, mientras que para potencias mayores es nulo. Esto quiere decir que en los casos de potencia menor a la corresponde con el bias promedio, un bias mayor al teórico genera una sobrecompensación de la frecuencia, resultando en un mayor sobrevalor. Por otro lado, cuando se utiliza un bias menor al teórico la respuesta se vuelve más lenta, la dinámica se amortigua y el sobrevalor desaparece. Este comportamiento se ve también cuando el bias es el teórico para las demandas más altas.

El mismo fenómeno hace que para potencias para las cuales el bias está sobredimensionado la respuesta sea más rápida (menor tiempo de establecimiento) y se llegue a la banda de ± 0.05 Hz más rápido, mientras que para potencias donde el bias es más pequeño del teórico el tiempo de establecimiento sea levemente mayor (figura 47 (b)).

El hecho que la integral del FERSI, el sobrevalor y el tiempo de establecimiento sean menores a medida que aumenta la potencia implica que el control de la frecuencia es mejor para escenarios de alta demanda. Esto se da porque para mayor demanda hay más

máquinas despachadas y por lo tanto la inercia es mayor. Si, además, hay más máquinas realizando regulación primaria y/o secundaria entonces el estatismo también es mayor y los tiempos de respuesta de los generadores equivalentes menores. Esto implica que los escenarios de menor demanda son los más exigentes para el control de frecuencia.

7.4 Caso 4: Factor bias variable - Análisis de la respuesta transitoria considerando la demanda de un día de verano con variaciones tipo rampa.

En esta sección se desea analizar con más profundidad qué beneficios se obtendrían de hacer un cálculo del factor bias cada cierta cantidad de tiempo en comparación al uso de un único valor.

Para eso mediante la página de CAMMESA se obtiene la curva de demanda del SADI de un día de verano. El valor de la potencia es registrado cada 5 minutos y se considera que la variación entre un valor y el siguiente es continuo mediante una recta, la curva obtenida se muestra en la figura 48.

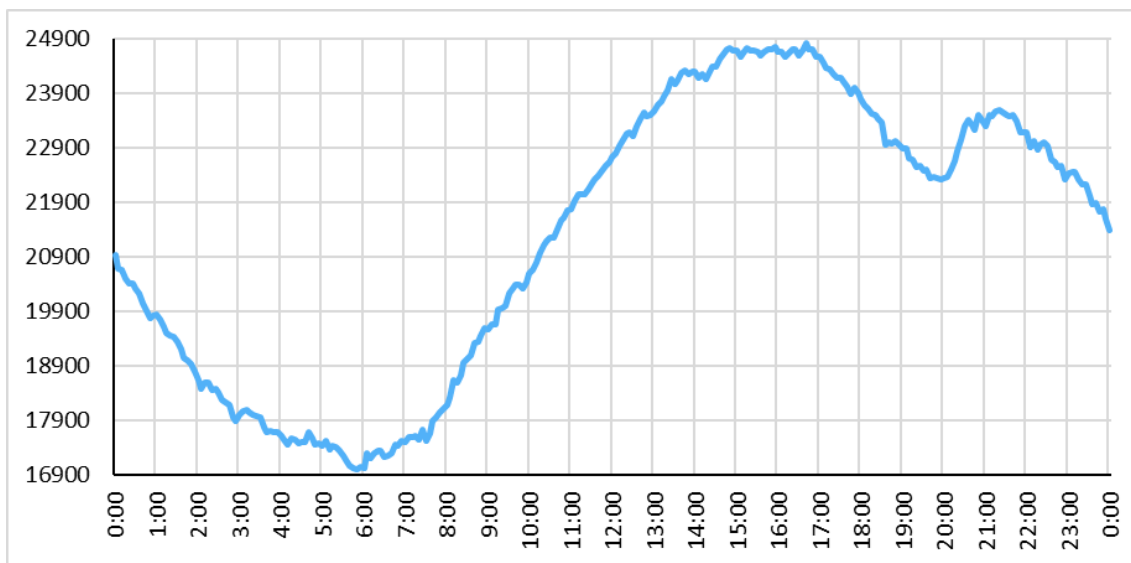


Figura 48. Curva de potencia demandada en el SADI (en MW) un día de verano compuesta por segmentos de rampas de 5 minutos.

En la figura 49 se toma una sección de la curva correspondiente a los primeros 90 minutos, donde se aprecia mejor las variaciones.

La simulación del día entero se hace calculando los parámetros del diagrama de bloques cada 30 minutos (se corresponden con las líneas marcadas en la gráfica) y como entrada se simulan las rampas de potencia correspondientes a ese intervalo.

Esta simulación equivaldría a un caso donde las diferencias de demanda las asume el AGC y se realiza un redespacho cada 30 minutos. Se elige este valor y no uno mayor ya que en ciertas horas la variación de potencia es superior a 1000 MW valor elevado.

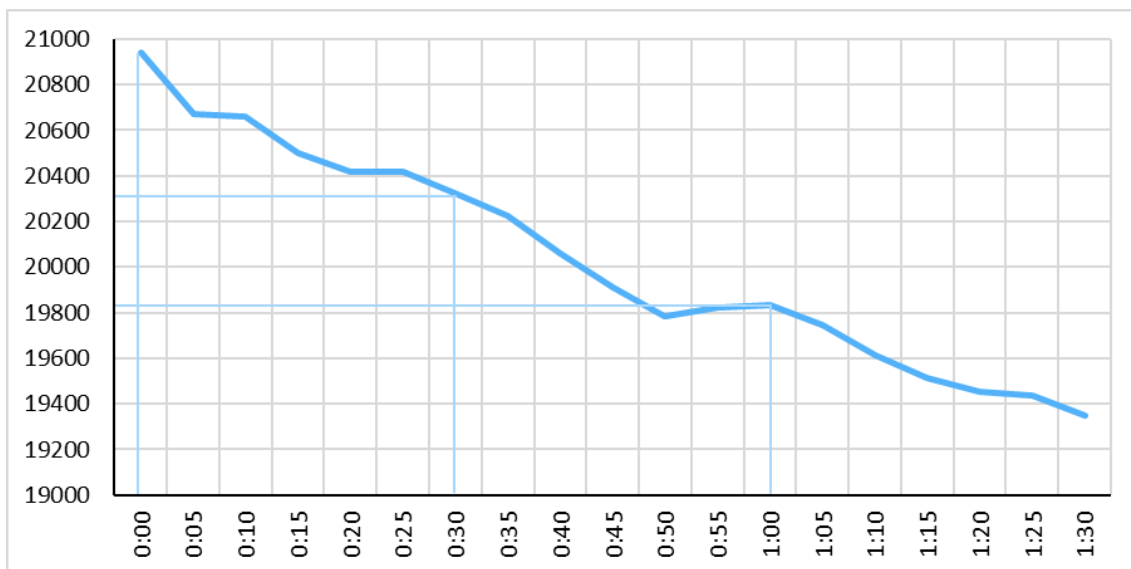


Figura 49. Detalle de la curva de demanda. Se indican las potencias para las cuales se calcula el factor bias.

Se hacen dos simulaciones, una considerando el bias teórico correspondiente a cada hora, es decir además de redespachar se calcula el bias para esas condiciones, y el segundo considerando un bias fijo, que es el promedio de todos los calculados de 147 MW/Hz.

Como la remuneración de los generadores se hace en función del valor FERSI, que además da una idea de que tan alejada está la frecuencia de la nominal, se usa esta variable para evaluar el desempeño de la regulación.

Se calcula la integral del FERSI para cada una de las simulaciones y se suma el total del día. Los resultados arrojan que la sumatoria total del FERSI para la simulación con el bias calculado cada media hora y con el bias promedio solo difieren en 2,7%. Al principio el resultado puede parecer no intuitivo, ya que se planteó que usar un factor bias calculado según la característica de respuesta de frecuencia da mejores resultados. Sin embargo, al inspeccionar la tabla de resultados se puede notar que en la mayoría de los casos donde el bias promedio es mayor al calculado la integral del FERSI es menor, lo que equivale a una mejor respuesta. De igual manera, en todos los casos donde el bias promedio es menor al calculado la integral del FERSI es menor. Por lo tanto, es de esperarse que al usar el bias promedio aproximadamente las diferencias en las integrales de los FERSI se cancelen y el resultado sea similar al bias calculado.

Para visualizar esta relación la siguiente figura muestra un gráfico de dispersión donde en el eje x está la diferencia entre el bias calculado y el promedio y en el eje y la diferencia entre la integral del FERSI para el bias calculado y el promedio.

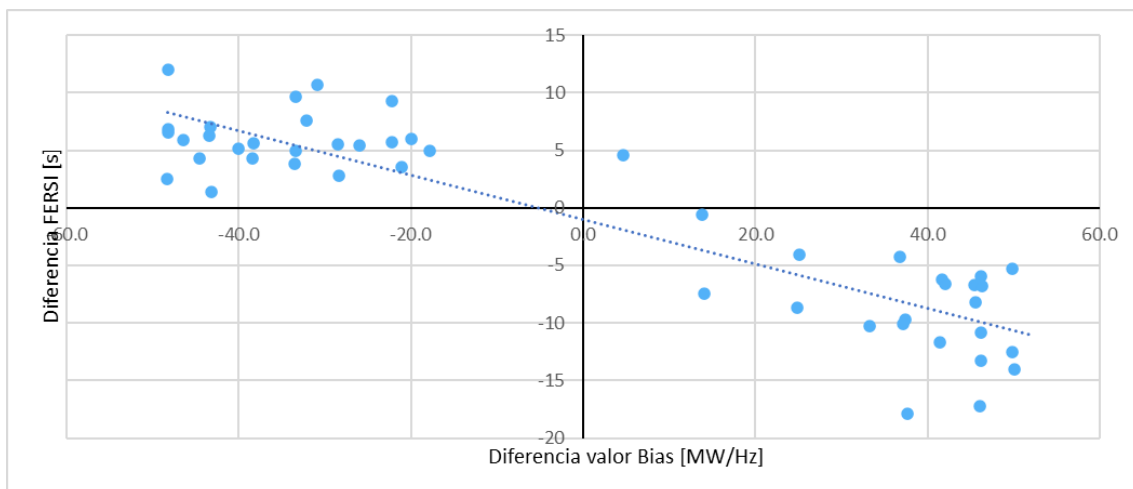


Figura 50. Gráfico de dispersión donde en el eje x está la diferencia entre el bias calculado y el promedio y en el eje y la diferencia entre la integral del FERSI para el bias calculado y el promedio.

En las gráficas 51 y 52 se muestra la evolución temporal de la frecuencia para dos horas. La primera corresponde a una hora de valle de menor demanda para el cual el bias promedio es mayor al calculado. Se puede apreciar con el bias promedio se estabiliza con menor diferencia con la frecuencia nominal que con el bias calculado, resultando en un menor error.

Por otro lado, la segunda grafica muestra el caso de un horario de demanda pico donde el bias promedio es menor al calculado. En este caso la respuesta es mejor para el bias calculado.

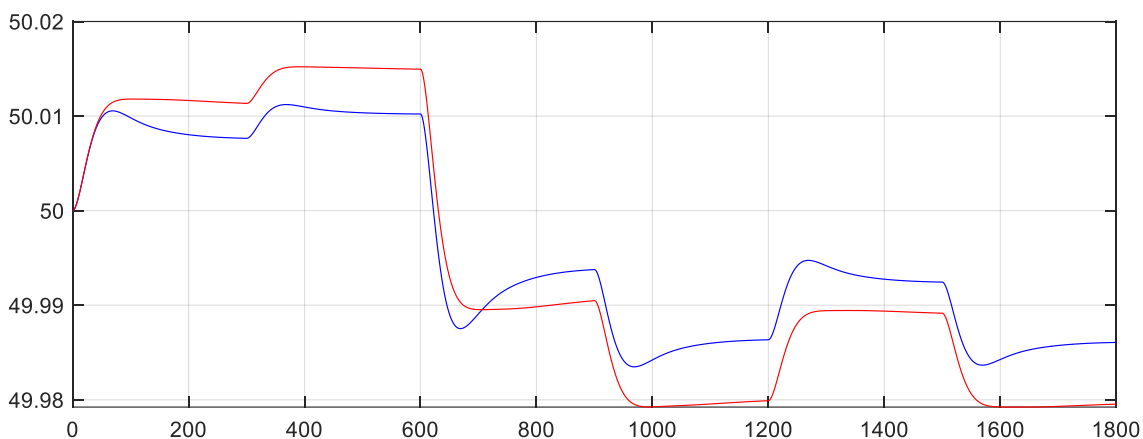


Figura 51. Grafica de la frecuencia de la simulación correspondiente a las 4:00, en azul para bias promedio (147 MW/Hz) y en rojo el calculado (101 MW/Hz). La potencia sobre la cual se calcularon los parámetros es 17501 MW.

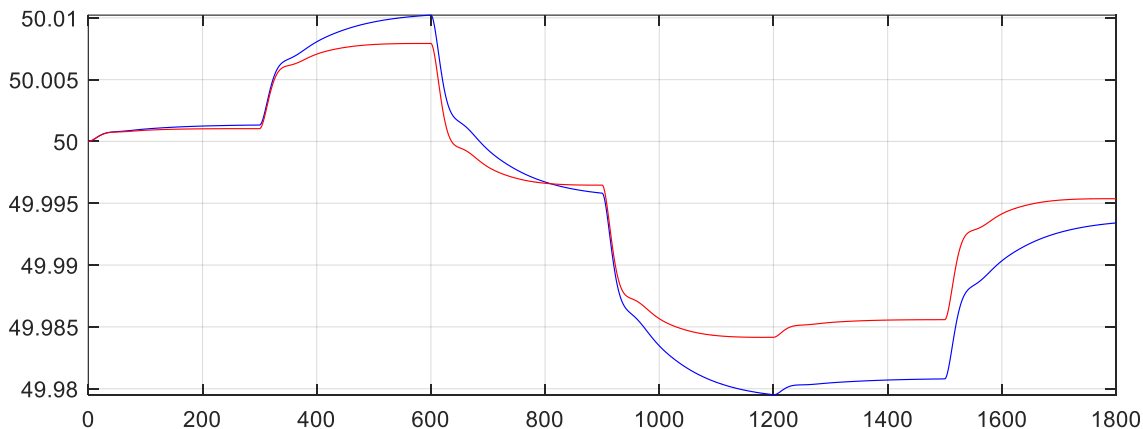


Figura 52. Grafica de la frecuencia de la simulación correspondiente a las 15:30, en azul para bias promedio (147 MW/Hz) y en rojo el calculado (195 MW/Hz). La potencia sobre la cual se calcularon los parámetros es 24598 MW.

En las variaciones tipo rampa, en lo que respecta a la desviación de la frecuencia respecto a la nominal, se logran mejores resultados sobredimensionando el factor bias.

En la siguiente figura se muestra la respuesta de la frecuencia ante una rampa de demanda de 4000 MW por hora, para 10 valores de bias alrededor del teórico de 130 MW/Hz, donde se observa lo escrito en el párrafo anterior.

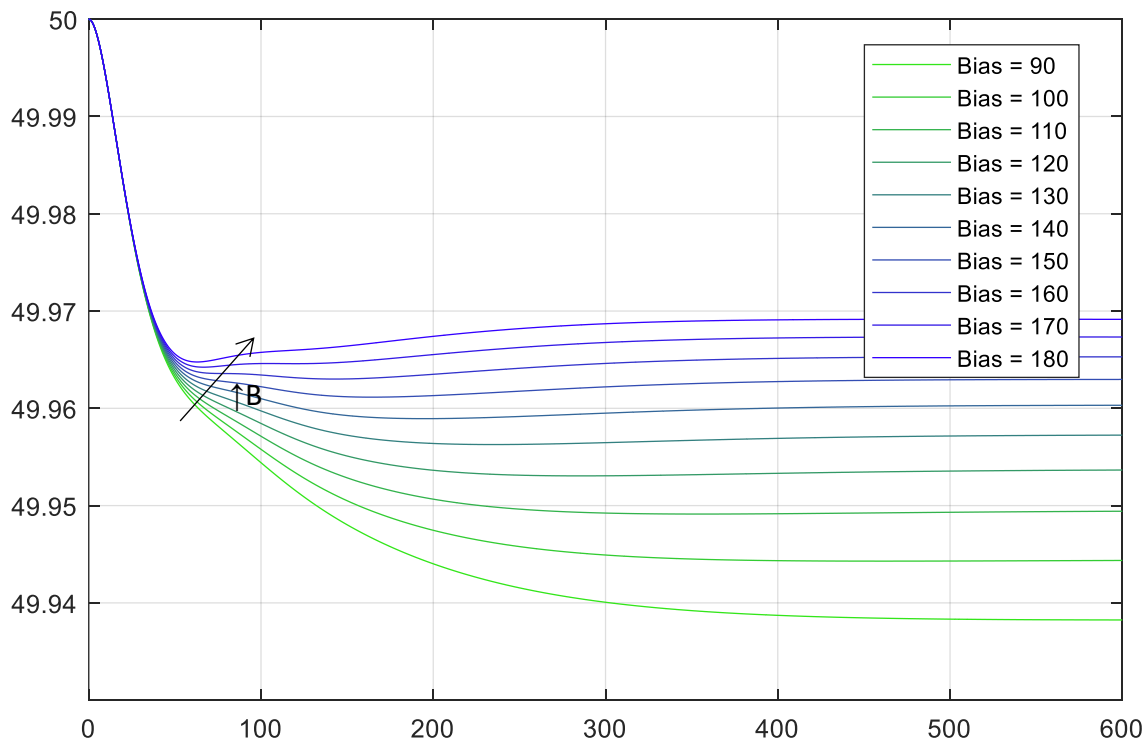


Figura 53. Respuesta de la frecuencia ante la entrada de rampa para distintos valores de bias.

Parte 3: Resultados y conclusiones

Capítulo 8. Conclusiones

Este proyecto de ingeniería eléctrica se presenta como una evaluación de la implementación del AGC en el Sistema Argentino de Interconexión, utilizando un modelo matemático que refleja este sistema de control, y basado en simulaciones que representan tanto escenarios típicos de demanda como condiciones de mayor exigencia en el sistema de potencia. A partir del mismo, estableciendo criterios y suposiciones sobre el estado del sistema eléctrico en estudio, se obtienen resultados que permiten definir conclusiones generales sobre la aplicación del control automático de generación en el sistema eléctrico argentino y la elección del factor bias. A continuación, se desenlazan estas conclusiones.

Tal como se justifica de forma teórica, se demuestra que, en la práctica, un factor bias aproximadamente equivalente a la característica de respuesta de frecuencia del sistema presenta un mejor comportamiento de la frecuencia y FERSI, a comparación de su comportamiento con valores de factor bias más alejados. Esto se comprueba analizando los parámetros de mayor significancia: el tiempo de restablecimiento, el sobrevalor de las oscilaciones, el contenido oscilatorio transitorio de la frecuencia y la evolución del valor FERSI, el cual se restablece en 1 luego del transitorio inicial.

Adicionalmente se comprueba que cualquier valor de factor bias elimina el error en régimen permanente y devuelve la frecuencia a su valor nominal. Sin embargo, continuando con lo enunciado anteriormente, un factor bias muy elevado produce una respuesta de frecuencia que se restablece de forma rápido, pero con muchas oscilaciones, comportamiento perjudicial para algunas cargas del sistema. Un factor bias demasiado pequeño resulta en una respuesta muy amortiguado, con un tiempo de restablecimiento muy elevado, lo cual no resulta práctico, y también sería dañino para algunas máquinas.

Para analizar la incidencia que tiene distintas tecnologías de generación en la regulación, estas pruebas mencionadas se realizaron considerando, en primer lugar, un control automático de generación con máquinas hidroeléctricas y térmicas operando en conjunto, y en segunda instancia, solo generadores térmicos ejerciendo AGC. Se observa que la evolución de la frecuencia ante una perturbación y el restablecimiento a valores nominales mediante regulación secundaria se altera al utilizar solo generadores térmicos frente a el conjunto de generadores térmicos e hidroeléctricos. En general, el comportamiento y el restablecimiento de la frecuencia a su valor nominal es mejor en términos de rapidez, estabilidad, y contenido oscilatorio cuando en la regulación participan generadores hidroeléctricos.

A su vez, se concluye que las diferencias en el comportamiento de la frecuencia que se observan cuando se aplican distintas tecnologías se hace más notoria a medida que se represente más fielmente el valor del gradiente de toma de carga según la tecnología del generador. También se puede ver que el valor de factor bias óptimo varía a medida que el conjunto de generadores realizando AGC cambia, por lo que se tendrá que prestar atención al momento de asumir un valor constante de factor bias ante ciertas variaciones de los generadores participantes de la regulación secundaria.

Por otro lado, según los resultados del caso 2 se concluye que para las diversas condiciones de demanda de un día típico de verano utilizar un único factor bias no afecta en gran medida el desempeño de la regulación de frecuencia frente a variaciones de la demanda en forma de escalón. En lo que respecta al FERSI, que es la medida de la desviación de la frecuencia respecto a la nominal, la máxima diferencia entre el bias promedio y el calculado se da para la mayor demanda. Por otro lado, los indicadores del desempeño estudiados, el sobrevalor y el tiempo de respuesta, muestran resultados variados, siendo en algunos casos mejores para el bias teórico y en otros mejores para el promedio. Por lo tanto, se deduce que no sería necesario recalcular el factor bias durante el transcurso de un día. Esta observación se puede ampliar a ventanas de tiempo mayores si se dan demandas y composiciones de regulación similares.

De igual manera para el caso donde la entrada de potencia tiene forma de rampa, se concluye que calcular el bias teórico cada media hora o usar el bias promedio no influye sobre el total del valor FERSI durante el día. Esto sucede porque el error de la frecuencia crece a medida que el factor bias disminuye. A pesar de que esto parecería indicar que idealmente el factor bias debería ser lo más grande posible, se debe tener en cuenta que aumentarlo disminuye la estabilidad haciendo la respuesta más oscilatoria ante perturbaciones. Además, este beneficio no se extiende a las entradas tipo escalón, por lo que considerando que la demanda es una composición de distintos tipos de curvas, sería erróneo elegir el factor bias por la respuesta ante solo una de ellas.

Por último, se debe tener en cuenta que las conclusiones obtenidas están sujetas a las limitaciones del modelo usado. El mismo fue hecho desde cero en base a la bibliografía citada y se tomaron simplificaciones que no afectan su utilidad en el estudio de los objetivos propuestos en este trabajo, que son observar la incidencia del factor bias en la respuesta de frecuencia cuando se realiza regulación secundaria con generación hidroeléctrica o térmica, y definir la diferencia en la regulación cuando se recalcula el factor bias y cuando se lo mantiene constante durante un período de tiempo.

Sin embargo, es importante reconocer que estas simplificaciones podrían resultar en conclusiones imprecisas o no totalmente representativas en contextos distintos o para objetivos de investigación diferentes. Es fundamental destacar que la aplicabilidad y precisión del modelo están intrínsecamente vinculadas a las condiciones y limitaciones específicas establecidas durante su desarrollo. En particular el mismo fue construido para contrastar la diferencia entre dos condiciones de regulación y por lo tanto no necesariamente la respuesta sea idéntica a la realidad.

Las principales simplificaciones del modelo son:

No se modelaron las alinealidades como las bandas muertas de la regulación, la potencia máxima y mínima que puede entregar cada generador, y las alinealidades presentes en la

salida de potencia del governor y turbina, la sensibilidad de la demanda a la frecuencia y el estatismo.

Los distintos generadores que realizan regulación se representaron con un único bloque de primer orden equivalente. Por lo tanto, no se podría estudiar cómo afectaría a la regulación secundaria el uso en simultáneo de máquinas lentas y rápidas.

Para el modelo creado con el fin de estimar un factor bias adecuado, no se representó la dinámica de cada central generadora, sino que se simuló un sistema de potencia con parámetros promedio. Por lo tanto, los efectos transitorios que surgirían de aplicar regulación de frecuencia con distintas tecnologías se ven mitigados.

Los parámetros de tiempo de respuesta de los generadores, estatismo, sensibilidad de la demanda son aproximaciones o valores genéricos, según se establece en los Procedimientos Técnicos de CAMMESA.

Los generadores térmicos seleccionados para realizar AGC fueron supuestos por su capacidad de generación y su tecnología de ciclo combinado. Actualmente, no realizan este tipo de regulación secundaria.

De cualquier manera, se puede continuar con el estudio del AGC con el modelo en su estado actual. Por ejemplo, se puede plantear si la ampliación de la participación de máquinas en la regulación secundaria, a través de la implementación del AGC, incide positivamente en la estabilidad de la frecuencia, en escenarios de mayor penetración de energías renovables. Esta investigación podría evaluar la viabilidad de incorporar tales recursos de manera efectiva para lograr los objetivos de la transición energética.

8.1 Referencias

- [1] P. Kundur, N. Balu y M. Lauby, *Power System Stability and Control*, Nueva York: McGraw-Hill, 1994.
- [2] J. A. Cano, *SEP - Capítulo 6: Introducción al Problema de la Estabilidad*, Rosario, 2021.
- [3] S. Junco, «Caso de aplicación álgebra de bloques – Dinámica de los Sistemas Físicos,» 2020.
- [4] J. Machowski, Z. Lubosny, J. W. Bialek y J. R. Bumby, *Power System Dynamics: Stability and Control (3rd Edition)*, John Wiley & Sons Ltd, 2020.
- [5] CAMMESA, «Los Procedimientos Versión XXVIII - PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CÁLCULO DE PRECIOS,» 2020.
- [6] A. Ritter, «Deterministic Sizing of the Frequency Bias Factor of Secondary Control,» Swiss Federal Institute of Technology Zurich, Zurich, 2011.
- [7] N. Jaleeli, L. VanSlyck, D. Ewart, L. Fink y A. Hoffman, *Understanding Automatic Generation Control*, IEEE, 1992.
- [8] NERC Resources Subcommittee, «Balancing and Frequency Control - Reference Document,» Atlanta, GA, 2021.
- [9] E. Iggland, M. Scherer, A. Ritter y G. Andersson, «Improved frequency bias factor sizing for non-interactive Control,» CIGRE, 2012.
- [10] J. Katende y F. Okafor, *Automatic Generation Control Performance of the Nigerian Power System After Deregulation*, IEEE AFRICON, 2004.
- [11] CAMMESA, «Informe Anual 2021 - Mercado Eléctrico Mayorista,» 2022.
- [12] K. Ogata, *Modern Control Engineering - Third Edition*, Prentice-Hall, 1998.
- [13] H. Saadat, *Power System Analysis*, McGraw-Hill, 1999.

- [14] CAMMESA, «Revista Programación Estacional,» 2023. [En línea]. Available: <https://cammesaweb.cammesa.com/programacion-estacional/>.
- [15] CAMMESA, «Informe Anual,» 2022. [En línea]. Available: <https://cammesaweb.cammesa.com/informe-anual/>.