

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ESTIMACIÓN DE LA FRECUENCIA MÍNIMA DEBIDO A DESBALANCES GENERACIÓN – CARGA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERA EN “INGENIERÍA ELÉCTRICA”**

KAREN VANESSA PAGUANQUIZA IZA

karen_24_p@hotmail.com

DIRECTOR: Dr.-Ing. NELSON VICTORIANO GRANDA GUTIÉRREZ

nelson.granda@epn.edu.ec

Quito, febrero 2020

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Karen Vanessa Paguanquiza Iza, bajo mi supervisión.

Dr. NELSON VICTORIANO GRANDA GUTIÉRREZ
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Karen Vanessa Paguanquiza Iza, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.

Karen Vanessa Paguanquiza Iza

DEDICATORIA

Dedico el presente trabajo a mi madre Luz Iza C., quién es la motivación, guía y el pilar fundamental de mi vida.

AGRADECIMIENTO

Gracias a Dios por permitirme cumplir una meta más en mi vida.

Gracias a mi madre Lucy por brindarme su apoyo, esfuerzo y confianza a lo largo de toda mi existencia.

Gracias a mi director de tesis Dr. Nelson Granda por su confianza, guía, colaboración y por el soporte brindado en el desarrollo de este proyecto.

Gracias a mi padre Bolívar por sus palabras de ánimo y por todo el respaldo recibido para culminar esta etapa.

Gracias a papito Darío (+) y a mamita Juana (+) por el respaldo y afecto brindados. Su perseverancia y audacia quedarán siempre plasmadas en mi memoria.

Gracias a Don Arturo por su apoyo constante e incondicional hacia nosotras.

Gracias a mis tías, tíos, primas y primos por sus palabras de aliento, preocupación, ejemplo y por acompañarnos siempre.

Gracias a tío Du Bellay, tía Corina, Kari, Jesy y Jaz por compartir conmigo su hogar y cariño.

Gracias al Ing. Christian por sus valiosos consejos, atención, empatía y comprensión.

Gracias a mis amigos y amigas por la amistad recibida y por todos los momentos compartidos.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
ABREVIATURAS.....	VII
RESUMEN.....	VIII
ABSTRACT.....	IX
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 OBJETIVOS.....	2
1.2 ALCANCE	2
1.3 MARCO TEÓRICO	3
1.3.1 ESTABILIDAD DE FRECUENCIA.....	3
1.3.1.1 Balance generación-carga	4
1.3.1.2 Regulación de frecuencia	4
1.3.1.2.2 Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)	5
1.3.1.2.3 Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF)	6
1.3.1.2.4 Regulación Terciaria de Frecuencia (RTF).....	6
1.3.1.2.5 Esquemas de alivio de carga	6
1.3.1.3 Modelación para el análisis del comportamiento de la frecuencia.....	7
1.3.1.3.1 Modelo del Generador.....	7
1.3.1.3.2 Modelo de la Carga	8
1.3.1.3.3 Modelo de la Turbina.....	9
1.3.1.3.3.1 Turbinas térmicas	10
1.3.1.3.3.2 Turbinas hidráulicas.....	11
1.3.1.3.4 Modelo del Gobernador.....	14
1.3.1.3.4.1 Gobernador para turbinas térmicas.....	15
1.3.1.3.4.2 Gobernador para turbinas hidráulicas	16
1.3.1.3.5 Modelo del sistema de control potencia-frecuencia.....	17
1.3.1.3.6 Influencia de las constantes en la respuesta del sistema	21
1.3.1.3 Centro de Inercia (COI)	24
1.3.2 MODELO EQUIVALENTE DEL CONTROL P – F.....	26
1.3.2.1 Determinación del modelo equivalente del sistema de control P - F	26

1.3.2.2	Determinación de los parámetros del modelo reducido de 1er orden	28
1.3.2.3	Cálculo de la máxima variación transitoria de frecuencia	30
1.3.3	HERRAMIENTA “ESTIMADOR DE PARÁMETROS” DE SIMULINK-MATLAB	30
1.3.3.1	La estimación de parámetros como un problema de optimización [26].....	30
1.3.3.1.1	Función de costo	31
1.3.3.1.2	Límites y restricciones	32
1.3.3.1.3	Métodos de optimización y formulación de problemas de optimización	32
2.	METODOLOGÍA.....	34
2.1	INTRODUCCIÓN	34
2.2	DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGÍA	35
2.3	ETAPAS DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA	36
2.3.1	SIMULACIÓN EMPLEANDO EL MODELO COMPLETO DEL SISTEMA.....	36
2.3.2	DESARROLLO DEL MODELO EQUIVALENTE REDUCIDO	38
2.3.3	DESARROLLO DEL MODELO ANALÍTICO	43
2.3.4	RESULTADOS	45
3.	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA AL SNI	58
3.1	DESCRIPCIÓN DE LOS ESCENARIOS.....	58
3.1.1	ESCENARIO SECO – DEMANDA MÁXIMA.....	58
3.1.2	ESCENARIO LLUVIOSO – DEMANDA MÁXIMA	59
3.2	SELECCIÓN DE LOS GENERADORES DEL SNI	60
3.3	CASOS DE ESTUDIO.....	66
3.3.1	CASO 1: ESCENARIO SECO CON DEMANDA MÁXIMA	68
3.3.2	CASO 2: ESCENARIO LLUVIOSO CON DEMANDA MÁXIMA.....	74
3.3	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	82
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	85
4.1	CONCLUSIONES	85
4.2	RECOMENDACIONES.....	86
5.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	87
	ANEXOS.....	89

ABREVIATURAS

AGC	Control Automático de Generación
COI	Centro de Inercia
MVTF	Máxima Variación Transitoria de Frecuencia
EAC	Esquemas de Alivio de Carga
G – C	Generación – Carga
L/T	Línea de Transmisión
MERPO	Modelo Equivalente Reducido de Primer Orden
%ER	Porcentaje de error relativo
P – F	Potencia – Frecuencia
PTRC	Pruebas de Toma o Rechazo de Carga
RPF	Regulación Primaria de Frecuencia
RSF	Regulación Secundaria de Frecuencia
RTF	Regulación Terciaria de Frecuencia
SEP	Sistemas Eléctricos de Potencia
TMVTF	Tiempo en el que se presenta la Máxima Variación Transitoria de Frecuencia

RESUMEN

Conocer el comportamiento de la frecuencia es de gran importancia en la operación de un Sistema Eléctrico de Potencia, para analizar si el balance de potencia ha sido afectado y determinar si dicha frecuencia se encuentra dentro de límites permisibles. En el presente trabajo se presenta una metodología que permite estimar el valor mínimo o máximo que alcanza la frecuencia cuando en el SEP se presenta un desbalance generación – carga.

Primero, se determinará el modelo equivalente reducido del sistema de control potencia – frecuencia, obteniéndose los parámetros de dicho modelo mediante el “Estimador de parámetros” de Matlab-Simulink cuya entrada son las curvas potencia – velocidad determinadas mediante de la prueba de toma o rechazo de carga de cada generador. Luego, se establecerán ecuaciones que provienen del modelo equivalente reducido para determinar de forma analítica el valor estimado mínimo o máximo de la frecuencia y su tiempo de ocurrencia. Finalmente, se compararán los resultados obtenidos de simulaciones en el dominio del tiempo usando el programa PowerFactory de DigSilent con los resultados calculados mediante el modelo analítico.

Para explicar el desarrollo de la metodología propuesta, se ha elegido el sistema de prueba IEEE New England de 39 barras y 10 generadores. Hecho esto, la metodología propuesta se aplica al Sistema Nacional Interconectado (SNI) ecuatoriano, donde el sistema eléctrico colombiano es representado mediante un equivalente dinámico.

PALABRAS CLAVE: Frecuencia, modelo equivalente, estimación de parámetros, regulación, control, desbalance.

ABSTRACT

The frequency behavior is one of the main concerns in the Electric Power System operation; it allows knowing if the power balance has been affected. This work presents a methodology to estimate the minimum or maximum value of the frequency excursions when a power imbalance (load-generation) occurs.

First, a Reduced Equivalent Model (**REM**) of the power-frequency control system will be estimated. The parameters of REM model are obtained using the Matlab-Simulink "Parameter Estimator Tool", whose inputs are the load rejection test curves of each generator of the system. Later, a set of equations that come from the REM model will be established in order to determine analytically the minimum or maximum estimated value of the frequency after a power balance disturbance and its time of occurrence. Finally, the results obtained from dynamic simulation of the complete model (using PowerFactory) and the results of the proposed model are compared.

To improve the understanding of methodology usage, the IEEE New England System 39 buses - 10 generators is used as a case study. Once this is done, the proposed methodology will be applied to the Ecuadorian Interconnected Power System (SNI). Results show good agreement with full time domain simulations.

KEYWORDS: Frequency, equivalent model, parameter estimation, regulation, control, imbalance.

1. INTRODUCCIÓN

La función de los Sistemas Eléctricos de Potencia (**SEP**) es suministrar energía a los consumidores con adecuados niveles de calidad, seguridad y confiabilidad [1]. Por esta razón, en el proceso de planificación de la operación en el corto y mediano plazo, se determinan los límites operativos que deben respetarse con el fin de asegurar la cobertura de la demanda en todo momento y que los valores de voltajes de barra y frecuencia se mantengan dentro de rangos adecuados [2].

La frecuencia es una variable fundamental en la operación del SEP debido a que refleja si el balance generación – carga (**G – C**) en el sistema ha sido afectado [3]. Cuando ocurre una falla, producto de la cual se pierde una determinada cantidad de generación o carga, pueden ocurrir grandes variaciones de frecuencia que deben ser controladas mediante la acción de los reguladores de velocidad asociados a los generadores y/o esquemas de alivio de carga. En caso de que estos dispositivos no sean suficientes para evitar la caída incontrolable de frecuencia, el SEP puede separarse en islas de forma incontrolada o llegar al colapso [4]. Estos problemas de estabilidad de frecuencia, pueden desarrollarse en el marco de segundos o fracciones de segundos (fenómenos de corto plazo) o pueden involucrar tiempos del orden de las decenas de segundo y hasta varios minutos (fenómenos de largo plazo) [3].

Una característica importante en la dinámica de la frecuencia luego de un desbalance **G – C** es la frecuencia mínima y el tiempo que demora el SEP en alcanzar dicha frecuencia [3]. Estos valores están relacionados con el tamaño del disturbio (MW perdidos de generación o carga) y las características dinámicas de los generadores del sistema, principalmente. Normalmente, dichos valores de frecuencia se determinan mediante simulaciones dinámicas realizadas fuera de línea, que dependiendo del tamaño del SEP pueden ser costosas desde el punto de vista computacional y tiempos de ejecución.

En la operación en tiempo real, en caso de grandes desbalances **G – C**, el operador humano del SEP no tiene tiempo para realizar acciones de control manual, siendo los esquemas de protección por baja/alta frecuencia los que actúan de forma automática. Estos esquemas de protección tienen una parametrización única que se basa en los valores de frecuencia mínima y tiempos de actuación determinados en los estudios fuera de línea [4].

Actualmente, con el desarrollo de las redes inteligentes, se pretende que el SEP sea capaz “autocurarse”, realizando acciones de control óptimas frente a cada disturbio que se presente en el sistema. En este sentido, es necesario contar con una metodología que nos

permita estimar, en tiempo real, el desbalance G – C, frecuencia mínima y tiempo en que se alcanza dicha frecuencia, para realizar de manera correcta: i) La actuación de protecciones por sobre y sub frecuencia de generadores, ii) El diseño de esquemas inteligentes de alivio de carga, iii) Parametrización de sistema de regulación de velocidad de generadores, etc [3].

1.1 OBJETIVOS

El objetivo general de este Proyecto Técnico es:

- Estimar la frecuencia mínima que se alcanza luego de un desbalance generación – carga en un Sistema Eléctrico de Potencia, empleando modelos reducidos del sistema de control p-f de generadores.

Los objetivos específicos del Proyecto Técnico son:

- Realizar una investigación bibliográfica acerca de los modelos / metodologías propuestas para la estimación de la frecuencia mínima luego de un desbalance generación – carga en el SEP.
- Encontrar el modelo reducido del sistema de control p-f de generadores hidráulicos y térmicos, empleando el toolbox de Estimación de Parámetros de MATLAB.
- Desarrollar una rutina de cálculo en MATLAB que permita obtener los valores de frecuencia mínima y tiempo en que se alcanza dicha frecuencia en base a los modelos antes identificados.
- Aplicar la metodología desarrollada al sistema de prueba IEEE New England de 39 barras y 10 generadores, y posteriormente, al Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano.

1.2 ALCANCE

En primera instancia, se realizará un análisis bibliográfico acerca de regulación y control de frecuencia en SEP, modelación de reguladores de velocidad, etc. Luego, se determinarán modelos adecuados para representar generadores con turbinas hidráulicas y térmicas, que permitan obtener ecuaciones analíticas que relacionen los modelos antes determinados con la magnitud del disturbio y la dinámica de la frecuencia. Resolviendo dichas ecuaciones analíticas se conseguirá estimar los valores de frecuencia mínima y tiempo de ocurrencia luego de un disturbio generación – carga. Es así que el alcance del

trabajo considera el desarrollo de un programa computacional, basado en las expresiones analíticas mencionadas, para obtener los valores de frecuencia y tiempo buscados.

Los parámetros de los modelos reducidos del sistema de control potencia – frecuencia se obtendrán mediante el toolbox de Estimación de parámetros de MATLAB. Para esto, se partirá de la respuesta del modelo completo del sistema de control $p - f$ del generador obtenida mediante simulaciones dinámicas en el programa PowerFactory de DigSilent.

Como caso de prueba se empleará el sistema IEEE New England de 39 Barras y 10 generadores. Posteriormente, se extenderá el análisis al Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano (SNI) en una versión reducida, donde se representarán las centrales hidráulicas y térmicas, de manera que se pueda corroborar los valores de frecuencia mínima y tiempo de ocurrencia luego de un disturbio que entregan las expresiones analíticas con los resultados obtenidos mediante simulación dinámica en PowerFactory, validando de esta manera los resultados de la metodología propuesta.

1.3 MARCO TEÓRICO

1.3.1 ESTABILIDAD DE FRECUENCIA

La estabilidad de frecuencia se refiere a la capacidad de un SEP de mantener una frecuencia en estado estable después de un disturbio grave, que provoque un desequilibrio significativo entre la generación y la carga. Depende de la capacidad del sistema para mantener / restablecer el equilibrio entre la generación y la carga, con una pérdida de carga mínima no intencional [5].

Las alteraciones severas del SEP generalmente resultan en grandes variaciones de frecuencia, flujos de potencia, voltajes y otros parámetros, demandando acciones de control y protección para estabilizar las variables del sistema. Cuando estos procesos son muy lentos o se activan para condiciones extremas del SEP, pueden generar problemas de estabilidad de la frecuencia, usualmente asociados con deficiente respuesta de los equipos, coordinación deficiente de los sistemas de control y protección o insuficiente reserva de generación. En caso de que estos procesos, controles y protecciones no sean suficientes para evitar la caída incontrolable de frecuencia, el SEP puede separarse en islas de forma incontrolada o llegar al colapso [4].

Los problemas de estabilidad de frecuencia pueden involucrar tiempos de segundos o fracciones de segundos (fenómenos de corto plazo) o pueden involucrar tiempos del orden de las decenas de segundo y hasta varios minutos (fenómenos de largo plazo) [3]. Los

fenómenos de corto plazo corresponden a la respuesta de dispositivos como controles y protecciones del generador, mientras que los fenómenos de largo plazo corresponden a la respuesta de dispositivos como sistemas de suministro de energía del motor principal y reguladores de voltaje de la carga [5].

1.3.1.1 Balance generación-carga

Como se mencionó anteriormente, la estabilidad de la frecuencia de un SEP se encuentra estrechamente relacionada con el balance entre la generación y la carga. En condiciones de operación normal es necesario que el balance entre la generación y la carga se mantenga, con lo cual la potencia de generación P_g , la potencia de la carga P_L y la potencia de las pérdidas P_p deben satisfacer la condición [6]:

$$P_g - (P_L + P_p) = 0 \quad (1.1)$$

Si en el SEP se pierde el balance generación-carga (**G – C**), debido a la variación de la demanda o de la generación, se produce un desbalance que causa variaciones en la frecuencia del sistema. La pérdida de generación o el incremento de la demanda ocasiona que la frecuencia del sistema disminuya, mientras que el aumento de la generación o la disminución de la demanda ocasiona que la frecuencia del sistema se eleve sobre su valor nominal [7].

El desbalance entre la generación y la carga se produce principalmente por el comportamiento impredecible y las variaciones naturales de la demanda cuando el sistema eléctrico se encuentra en régimen de operación normal; también se debe a las desconexiones intempestivas de generación o de carga [8], por lo cual se han implementado mecanismos de control que permiten modificar la potencia de generación para mantener el equilibrio entre la generación y la carga.

1.3.1.2 Regulación de frecuencia

Si se presenta un desbalance **G – C** en el SEP, primero actúa la respuesta inercial de los generadores, en el orden de mili segundos a un segundo. En la respuesta inercial, la energía cinética de la masa rotatoria del generador provoca un cambio en la velocidad para tratar de mantener la frecuencia cercana a su valor nominal; este cambio de velocidad depende de la inercia del sistema [9].

Generalmente, la respuesta inercial no es suficiente para lograr el objetivo de mantener la frecuencia cercana a su valor nominal, por tal razón se tienen otros procesos de control: Regulación primaria, Regulación secundaria y Regulación terciaria de frecuencia [10]; esta división se relaciona con el tiempo de respuesta y el tipo de control que realiza la regulación.

En la Figura 1.1. se puede apreciar el tiempo de actuación de los procesos de regulación de la frecuencia, cuando ocurre un evento que afecta el balance G – C.

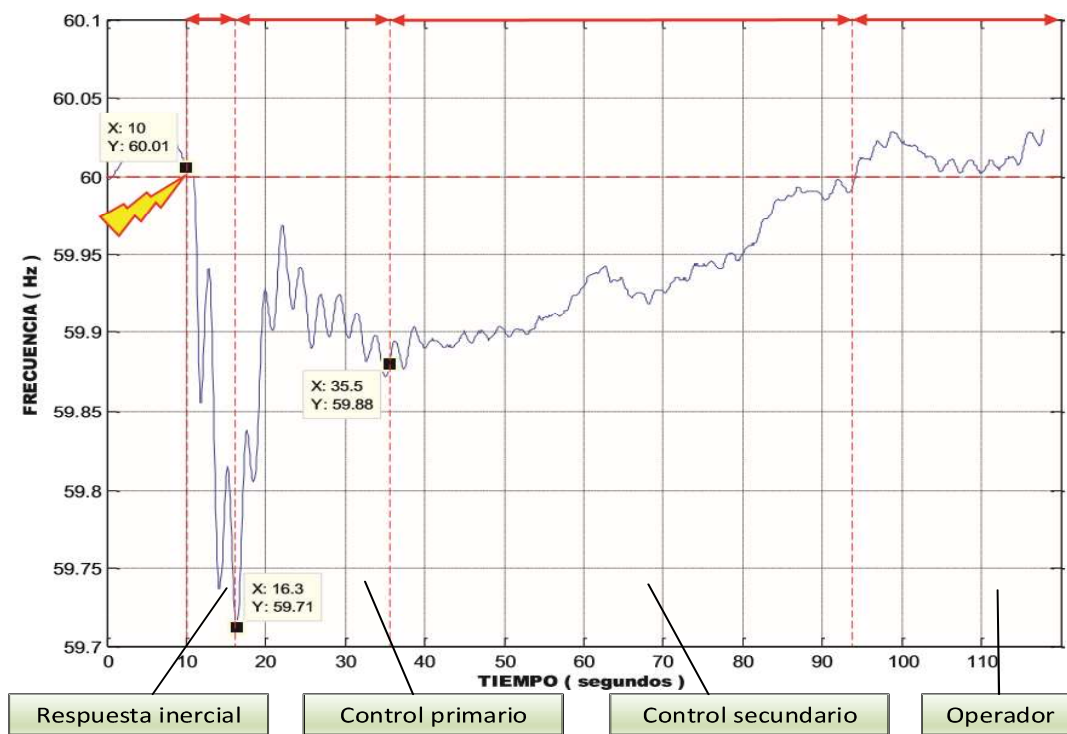


Figura 1.1. Oscilograma de la diferencia de frecuencia durante la falla N° 564 [11]

1.3.1.2.2 Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)

La RPF es rápida, el tiempo de respuesta se encuentra en el orden de los segundos (1 – 30 segundos) [8]. Su objetivo es corregir automáticamente los desequilibrios instantáneos entre la generación y la demanda, mediante actuación de los reguladores de velocidad de las turbinas, modificando el aporte de potencia de los generadores de forma inmediata y autónoma [12].

La reserva para la RPF es la reserva rodante de segundos que debe responder de manera inmediata a cambios súbitos de frecuencia [13]. Su rápida respuesta hace que esta regulación sea necesaria para conservar la estabilidad en el SEP [10]. Sin embargo, es importante indicar que pese a que el sistema se estabilice al ocurrir un evento que perturbe la frecuencia, la regulación primaria no regresará a la frecuencia a su valor nominal, debido

a que está diseñada exclusivamente para recuperar el balance entre la potencia consumida (incluyendo pérdidas) y la potencia demandada [14].

El control primario de frecuencia tiene como entrada la variación de velocidad del rotor del generador, que es enviada al regulador de velocidad. La rapidez con la que actúa este control está condicionada por la propia inercia del generador [2].

1.3.1.2.3 Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF)

La RSF, conocida también como regulación suplementaria de frecuencia o control suplementario, actúa después de la RPF, con el fin de corregir la desviación de frecuencia producto del desbalance generación – carga, devolviendo al sistema a la frecuencia nominal mediante la acción de un sistema de control denominado Control Automático de Generación (**AGC, Automatic Generation Control**) [2].

Cuando ocurre una perturbación en el SEP, el sistema SCADA calcula la desviación de la frecuencia (ACE, Area Control Error), dependiendo de la magnitud de la desviación se envía la orden de aumentar o disminuir la inyección de potencia activa a los reguladores de velocidad de las unidades de generación que prestan el servicio de AGC. La RSF es mucho más lenta que la RPF, el tiempo de respuesta va de los segundos a minutos [6].

Las regulaciones de frecuencia primaria y secundaria coexisten en la operación de las unidades generadoras, y son necesarias para la regulación de frecuencia en el SEP.

1.3.1.2.4 Regulación Terciaria de Frecuencia (RTF)

La RTF es una regulación complementaria que ocupa los recursos establecidos como reserva operativa para substituir la reserva de regulación que anteriormente se utilizó para el control primario y secundario de la frecuencia. En general, esta regulación se ejecuta sobre generadores que pueden o no estar en línea [2].

La RTF se realiza de forma manual o automática y su tiempo de actuación se encuentra dentro de los 15 minutos posteriores al evento [6].

1.3.1.2.5 Esquemas de alivio de carga

Los Esquemas de Alivio de Carga (**EAC**) son sistemas de protección que actúan de manera automática desconectando carga en determinadas cantidades y ubicaciones cuando el SEP se encuentra en estado de emergencia, con el objetivo de mantener su estabilidad.

Ante contingencias que produzcan un descenso severo de frecuencia, se utiliza el EAC por baja frecuencia. Este esquema se ejecuta mediante la actuación de los relés de baja frecuencia instalados en el sistema que desconectan la carga en varios pasos previamente programados en el relé [15].

1.3.1.3 Modelación para el análisis del comportamiento de la frecuencia

Los elementos que influyen en el comportamiento de la frecuencia se han modelado empleando conceptos de la teoría de control basada en funciones de transferencia, y para su análisis se debe linealizar el sistema aplicando la transformada de Laplace [9].

1.3.1.3.1 Modelo del Generador.

El modelo del generador parte de la ecuación de movimiento de una máquina síncrona ante pequeñas perturbaciones:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\Delta\delta}{dt^2} = \Delta P_m - \Delta P_e \quad (1.2)$$

Donde:

P_m Potencia mecánica aplicada por la turbina en el eje [W]

P_e Potencia eléctrica generada [W]

δ Posición angular del rotor [rad]

ω_s Velocidad angular nominal del rotor [rad/s]

H Constante de inercia del generador [W·s/VA]

La Ecuación 1.2 se puede escribir en términos de la velocidad, debido a que $d^2\delta/dt^2 = d\omega/dt$, de la siguiente manera:

$$\frac{d \frac{\Delta\omega}{\omega_s}}{dt} = \frac{1}{2H} (\Delta P_m - \Delta P_e) \quad (1.3)$$

Considerando la ecuación 1.3 en por unidad se tiene:

$$\frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{1}{2H} (\Delta P_m - \Delta P_e) \quad (1.4)$$

Aplicando la transformada de Laplace a la anterior ecuación:

$$\Delta\omega(s) = \frac{1}{2Hs} (\Delta P_m(s) - \Delta P_e(s)) \quad (1.5)$$

La Ecuación 1.5 se representa en un diagrama de bloques:

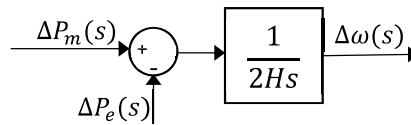


Figura 1.2. Modelo del generador

Constante de inercia

La constante de inercia (**H**) se define como la energía cinética de la masa rotatoria del generador a la velocidad nominal, que expresada en segundos es igual a:

$$H = \frac{\frac{1}{2}J\omega_s^2}{S_n} \quad (1.6)$$

Donde:

- J Momento de inercia de la masa rotatoria del generador [kg/m²]
- ω_s Velocidad angular nominal del rotor [rad/s]
- S_n Potencia nominal del generador [VA]

1.3.1.3.2 Modelo de la Carga

La demanda en un sistema eléctrico está conformada por cargas con distintas características, las cargas puramente resistivas demandan potencia eléctrica independiente de la frecuencia del sistema. Sin embargo, la potencia eléctrica que demandan las cargas como los motores, cambia al variar la frecuencia debido a la dependencia de la velocidad de giro con la frecuencia del sistema.

Por lo tanto, la característica incremental de la carga se puede aproximar a la suma de dos componentes:

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D\Delta\omega \quad (1.7)$$

Donde:

- ΔP_e Variación total de la carga [MW]
- ΔP_L Variación de la carga insensible a la frecuencia [MW]
- $D\Delta\omega$ Variación de la carga sensible a la frecuencia [MW]
- D Constante de amortiguamiento [MW/Hz]

Al incluir el diagrama de bloques del modelo del generador con el de la carga se obtiene la Figura 1.3:

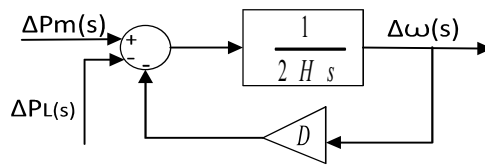


Figura 1.3. Modelo del generador y la carga

La Ecuación 1.5 en conjunto con la Ecuación 1.3 se presenta como:

$$\Delta\omega(s) = \frac{1}{2Hs + D} (\Delta P_m(s) - \Delta P_L(s)) \quad (1.8)$$

De manera que la ecuación anterior se muestra en el siguiente diagrama de bloques:

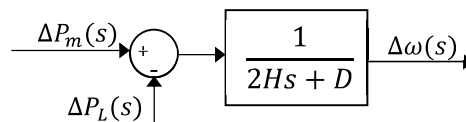


Figura 1.4. Modelo Generador y Carga reducido

El diagrama de bloques de la Figura 1.4 considera el momento de inercia M , de donde $M = 2H$ y una constante de amortiguamiento de la carga D .

Constante de amortiguamiento

La constante de amortiguamiento (**D**) es conocida como amortiguamiento de la carga y se expresa como el cambio porcentual en la carga (ΔP) frente al cambio porcentual en la frecuencia (Δf).

$$D = \frac{\% \Delta P}{\% \Delta f} \quad (1.9)$$

1.3.1.3.3 Modelo de la Turbina

La turbina es la fuente de potencia mecánica para el funcionamiento del generador. En general, el comportamiento de la turbina se puede expresar como una función de transferencia de primer orden en la que se relaciona la variación entre la potencia mecánica generada por la turbina y la variación de la apertura de la válvula que controla el flujo de entrada de combustible a la misma, más un determinado tiempo de retraso propio de la turbina.

$$G_T(s) = \frac{\Delta P_m(s)}{\Delta P_v(s)} = \frac{1}{1 + \tau_T s} \quad (1.10)$$

Donde:

ΔP_m Variación de la potencia mecánica

ΔP_v Variación de la posición de la válvula

τ_T Constante de tiempo de la turbina.

La constante de tiempo τ_T se encuentra por lo general dentro del rango 0,2 a 2 segundos. La ecuación 1.10 se muestra en un diagrama de bloques que representa la función de transferencia del modelo de una turbina con dinámica de primer orden.

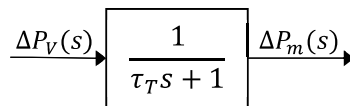


Figura 1.5. Modelos de la turbina simple

1.3.1.3.3.1 Turbinas térmicas

Las turbinas térmicas presentan diferentes configuraciones en función de las etapas de recalentamiento, no obstante, la función principal de su modelo es considerar el tiempo de atraso entre el cambio de la posición de la válvula y el cambio en el flujo de vapor. Este atraso involucra que, al modificar la apertura de la válvula, el vapor se demorará un cierto tiempo en llegar a la turbina.

La turbina térmica sin recalentamiento se expresa matemáticamente con una función de transferencia de primer orden:

$$G(s) = \frac{F}{1 + T_{CH} s} \quad (1.11)$$

Donde:

T_{CH} Constante de tiempo del sistema (s)

F Efecto de la caída de presión en la tubería de la caldera

El valor típico de la constante T_{CH} se encuentra dentro del rango 0,2 a 0,5 segundos. Mientras que F es una fracción que tiene un valor unitario si se ignora el efecto de la caída de presión en la tubería de la caldera.

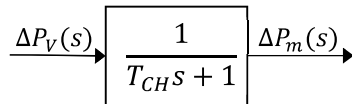


Figura 1.6. Modelo de la turbina térmica sin recalentamiento

Las turbinas térmicas con recalentamiento pueden tener más de una etapa en el proceso de producción de la potencia mecánica, esto añadiría un nuevo retraso en tiempo en el modelo de la turbina. La Figura 1.7 muestra una de las configuraciones más comunes para las turbinas que tienen una etapa de recalentamiento. Las constantes de tiempo T_{CH} , T_{RH} y T_{CO} son los retrasos que pertenecen al contenedor de vapor y a la entrada de la tubería, al recalentamiento y a los cruces de la tubería respectivamente. Las fracciones de la potencia mecánica desarrollada en las etapas de la turbina se simbolizan como F_{HP} , F_{IP} y F_{LP} . La configuración de este modelo se simplifica al despreciar el efecto del cruce de tuberías y considerar que el resto de la potencia mecánica se desarrolla en la etapa de recalentamiento, con lo cual se obtiene el diagrama de bloques de la Figura 1.7.

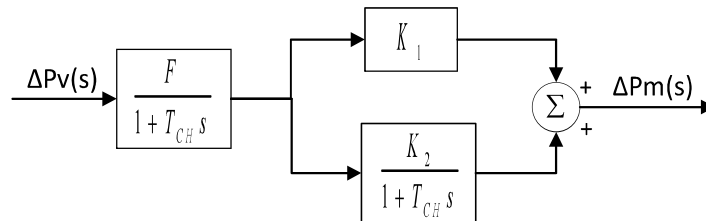


Figura 1.7. Modelo simplificado de una turbina térmica con recalentamiento

De donde:

$$K_1 + K_2 = 1 \quad y \quad K_1 = F_{HP}$$

En la Tabla 1.1. muestra se muestran los valores típicos de las constantes de tiempo y de las fracciones de potencia para los modelos tandem compuesta y cross compuesta.

Tabla 1.1. Parámetros típicos para turbinas térmicas con recalentamiento

Modelo	Fracciones de Potencia			Constantes de tiempo (s)		
	F_{HP}	F_{IP}	F_{LP}	T_{CH}	T_{CO}	T_{RH}
Tandem Compuesta	0,3	0,4	0,3	0,1-0,4	0,3-0,5	4-11
Cross Compuesta	0,25	0,25	0,5	0,1-0,4	0,3-0,5	4-11

1.3.1.3.3.2 Turbinas hidráulicas

La representación de las turbinas hidráulicas está determinada por la dinámica del flujo del agua a través de la tubería de presión. Para estudios relacionados con el comportamiento

de la frecuencia se considera que la tubería es rígida y que el agua es incomprensible de manera que el modelo estará definido por las siguientes ecuaciones:

En primera instancia se parte de la ecuación de la velocidad del agua en la tubería.

$$U = K_u P_v \sqrt{H} \quad (1.12)$$

Donde:

U Velocidad del agua

K_u Constante de proporcionalidad

P_v Posición de la válvula

H Altura hidráulica con respecto a la turbina

Al linealizar la ecuación anterior se obtiene:

$$\frac{\Delta P_m}{P_{m0}} = \frac{\Delta H}{H_0} + \frac{\Delta U}{U_0} \quad (1.13)$$

Se sustituye las derivadas parciales y se divide por el punto inicial de operación $U_0 = K_u P_{v0} \sqrt{H_0}$, de manera que se normalice la ecuación:

$$\frac{\Delta U}{U_0} = \frac{\Delta H}{2H_0} + \frac{\Delta P_v}{P_{v0}} \quad (1.14A)$$

La ecuación anterior se puede expresar de la siguiente manera:

$$\overline{\Delta U} = \frac{1}{2} \overline{\Delta H} + \overline{\Delta P_v} \quad (1.14B)$$

Por otra parte, se encuentra la potencia mecánica de la turbina.

$$P_m = K_p H U \quad (1.15)$$

Donde:

K_p Constante de proporcionalidad

Al linealizar y normalizar con la división para $U_0 = K_p H_0 U_0$ la ecuación 1.15 se tiene:

$$\frac{\Delta P_m}{P_{m0}} = \frac{\Delta H}{H_0} + \frac{\Delta U}{U_0} \quad (1.16)$$

Reemplazando ΔH de la Ecuación 2.13A en la ecuación 2.15

$$\frac{\Delta P_m}{P_{m0}} = 3 \frac{\Delta U}{U_0} - 2 \frac{\Delta P_v}{P_{v0}} \quad (1.17)$$

En la columna de agua se presenta una aceleración debido a cambios en la presión y se encuentra caracterizada por la segunda ley de Newton:

$$(\rho LA) \frac{d\Delta U}{dt} = -A(\rho a_g) \Delta H \quad (1.18)$$

Donde:

ρ Densidad del agua

L Longitud del conducto

A Área de la entrada

a_g Aceleración gravitacional

ρLA Masa de agua en el conducto

Al dividir los términos de la Ecuación 1.18 para $A\rho a_g H_0 U_0$:

$$\frac{LU_0}{a_g H_0} \frac{d}{dt} \left(\frac{\Delta U}{U_0} \right) = - \frac{\Delta H}{H_0} \quad (1.19)$$

De donde:

$$T_w = \frac{LU_0}{a_g H_0} \quad (1.20)$$

El término definido T_w representa el tiempo que se requiere para acelerar la columna de agua desde el reposo hasta alcanzar la velocidad U_0 , comúnmente este término se encuentra entre los 0,5 y 4 segundos.

Sustituyendo 1.20 en 1.19 se obtiene:

$$T_w \frac{d\overline{\Delta U}}{dt} = -\overline{\Delta H} \quad (1.21)$$

Al combinar 1.14B y 1.21 se tiene:

$$T_w \frac{d\overline{\Delta U}}{dt} = 2(\overline{\Delta P_v} - \overline{\Delta U}) \quad (1.22)$$

Aplicando a la Ecuación 1.22 a la transformada de Laplace obtenemos:

$$T_w s \Delta U = 2(\Delta P_v - \Delta U) \quad (1.23)$$

Reemplazando ΔU de la ecuación 1.17 en la anterior ecuación tenemos:

$$\frac{\Delta P_m(s)}{\Delta P_v(s)} = \frac{1 - T_w s}{1 + \frac{1}{2} T_w s} \quad (1.24)$$

Se puede mostrar la función de transferencia dada por la ecuación 1.24 en un diagrama de bloques:

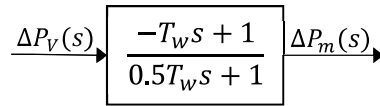


Figura 1.8. Modelo típico de una turbina hidráulica

1.3.1.3.4 Modelo del Gobernador.

Cuando la carga eléctrica del SEP cambia repentinamente, se produce un desequilibrio entre la potencia eléctrica y la potencia mecánica aportada por la turbina. Este desequilibrio se cubre inicialmente con la inercia de los generadores, que representa la energía cinética acumulada de la masa rotatoria del generador. La disminución de la energía cinética de los generadores provoca una caída en la velocidad de giro de los rotores, y como resultado la frecuencia cambiará [6]. El gobernador detecta el cambio en la velocidad de giro del rotor, debido a que es más fácil de procesar que la frecuencia [2], y envía una señal para ajustar la posición de la válvula de entrada de la turbina de modo que cambiará la potencia mecánica y se compensará a la potencia eléctrica. Se logrará de esta manera que el valor de la frecuencia sea similar a su valor de referencia, de acuerdo a la característica de regulación del gobernador [9].

El gobernador, conocido también como regulador de velocidad, actúa como un comparador cuya salida ΔP_g planteada como una función de transferencia es igual a:

$$\Delta P_g(s) = \Delta P_{ref}(s) - \frac{1}{R} \Delta \omega(s) \quad (1.25)$$

Donde:

ΔP_g Salida del gobernador

ΔP_{ref} Variación de la potencia de referencia

R Estatismo permanente.

$\Delta \omega$ Variación de velocidad.

La característica de estado estacionario de regulación de velocidad que presenta el gobernador se la conoce como estatismo permanente R .

Estatismo

El estatismo R es una constante que relaciona el cambio de la potencia de salida del generador con el cambio en la frecuencia y está dada por:

$$R = \frac{\Delta f}{\Delta P} \quad (1.26)$$

Donde

Δf Variación de frecuencia [p.u. Hz]

ΔP Variación de potencia [p.u. MW]

La constante R es una característica de sensibilidad de la frecuencia ante variaciones de carga propia del generador; por lo tanto, no puede ser modificada. También se define como el porcentaje de variación en la frecuencia que provoca el 100% de cambio en la potencia del generador [8].

La Ecuación 1.26 se la puede observar gráficamente en la Figura 1.9. de frecuencia versus potencia de salida, en la cual el estatismo se presenta como la pendiente de la gráfica.

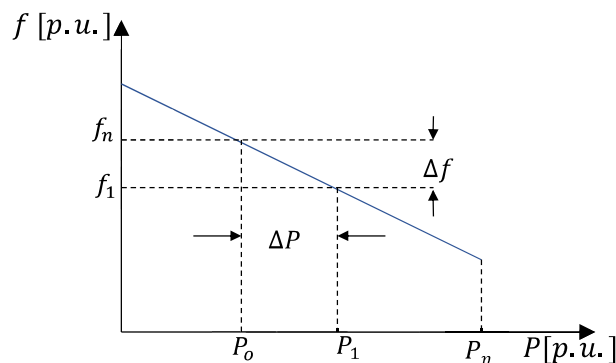


Figura 1.9. Estatismo de una unidad generadora

Si el valor del estatismo es pequeño significa que el generador tiene mayor sensibilidad a las variaciones de frecuencia, en consecuencia, la capacidad de regulación será mayor y la desviación de frecuencia será menor.

1.3.1.3.4.1 Gobernador para turbinas térmicas

En una turbina térmica, la salida del gobernador ΔP_g se transforma, a través de un amplificador hidráulico, para operar la posición de la válvula de vapor. El amplificador se conforma por una constante de tiempo que permite agregar un retraso adicional al sistema,

de modo que se puede modelar el gobernador como una función de transferencia considerando dicho retraso:

$$\Delta P_V(s) = \frac{1}{\tau_g s + 1} \Delta P_g(s) \quad (1.27)$$

Donde:

ΔP_V Variación en la posición de la válvula de vapor

τ_g Constante de tiempo del amplificador

Sustituyendo la Ecuación 1.25 en la Ecuación 1.26 se presenta un diagrama de bloques que corresponde al modelo de un gobernador:

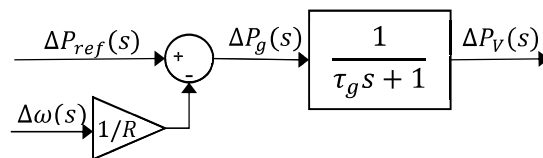


Figura 1.10. Modelo de gobernador para una turbina de vapor

En las grandes centrales de generación puede ser necesario añadir un servomotor realimentado.

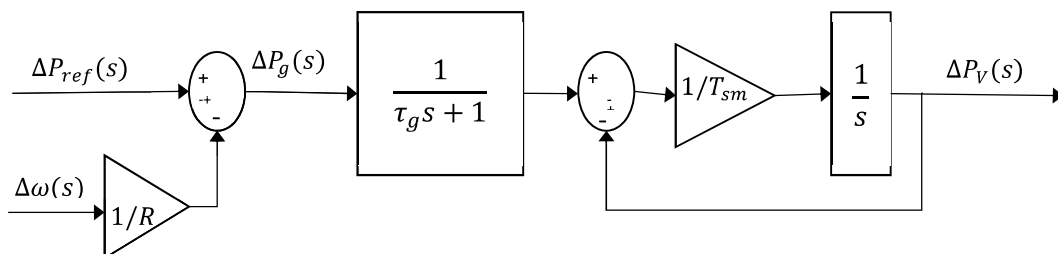


Figura 1.11. Modelo de gobernador para una turbina de vapor con un servomotor

1.3.1.3.4.2 Gobernador para turbinas hidráulicas

El gobernador para turbinas hidráulicas necesita de una característica transitoria de regulación de velocidad de tal forma que, al cambiar la posición de la válvula, la respuesta inercial de la potencia mecánica exhiba un funcionamiento estable. La regulación transitoria de velocidad involucra que el gobernador presente una ganancia baja para desviaciones rápidas de frecuencia y una ganancia alta para desviaciones lentas o de estado estable.

En la Figura 1.12 se muestra el modelo de gobernador para una turbina hidráulica:

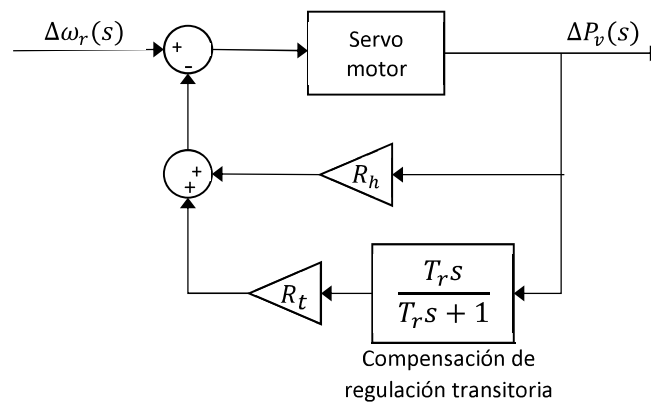


Figura 1.12. Gobernador de turbina hidráulica con compensación de regulación transitoria

Donde:

$\Delta\omega_r$ Desviación de velocidad angular respecto a la de referencia

ΔP_v Cambio en la posición de la válvula

R_h Característica de regulación permanente

R_t Característica de regulación transitoria

T_r Tiempo de reset de la compensación transitoria

1.3.1.3.5 Modelo del sistema de control potencia-frecuencia

Un SEP está conformado por generadores que poseen dos mecanismos de control diseñados para mantener la frecuencia y el voltaje del sistema dentro de límites permisibles. Estos mecanismos de control son: control potencia-frecuencia (**P – F**) y control de voltaje.

El control P – F (LFC: Load Frequency Control) relaciona la potencia activa con la frecuencia dado que los cambios de potencia activa afectan principalmente a la velocidad angular del generador, y, por lo tanto, a la frecuencia. No se considera la potencia reactiva ya que es menos sensible a los cambios de frecuencia.

Por otra parte, se tiene el control de voltaje (AVR: Automatic Voltage Regulator) que relaciona directamente la potencia reactiva con el voltaje del generador debido a que los cambios de potencia reactiva influyen principalmente en la magnitud del voltaje y, por lo tanto, en la excitación del generador.

Los controles LFC y AVR se estudian por separado dado que el acoplamiento entre estos dos mecanismos es despreciable, esto se debe a que las constantes del sistema de excitación son mucho más pequeñas que los tiempos de actuación de la fuerza motriz, de manera que sus dinámicas no se afectarán entre sí excesivamente [9].

Se conoce que la frecuencia en el SEP no es la misma en todos los generadores [14]. Sin embargo, al estudiar el control P - F se asume que las desviaciones del balance G - C son pequeñas y que la frecuencia puede considerarse la misma en todos los generadores [11].

El control P – F ha ganado importancia con el crecimiento de los sistemas interconectados y ha hecho posible su operación dado que su actuación es fundamental en la generación y distribución de potencia. Además, este control garantiza la estabilidad y la correcta operación del SEP en tiempo real [9]. Hoy en día, este control sigue siendo la base de muchos conceptos avanzados para controlar grandes sistemas y mediante su modelo se obtiene la respuesta dinámica de la frecuencia después de un disturbio que perturbe el balance G – C.

El modelo del sistema de control P – F se construye integrando los modelos cada tipo de unidad de generación, descritos en los puntos anteriores. Este modelo se utiliza para el análisis del comportamiento de la frecuencia de un sistema y se representa mediante el diagrama de bloques que se muestra en la Figura 1.13.

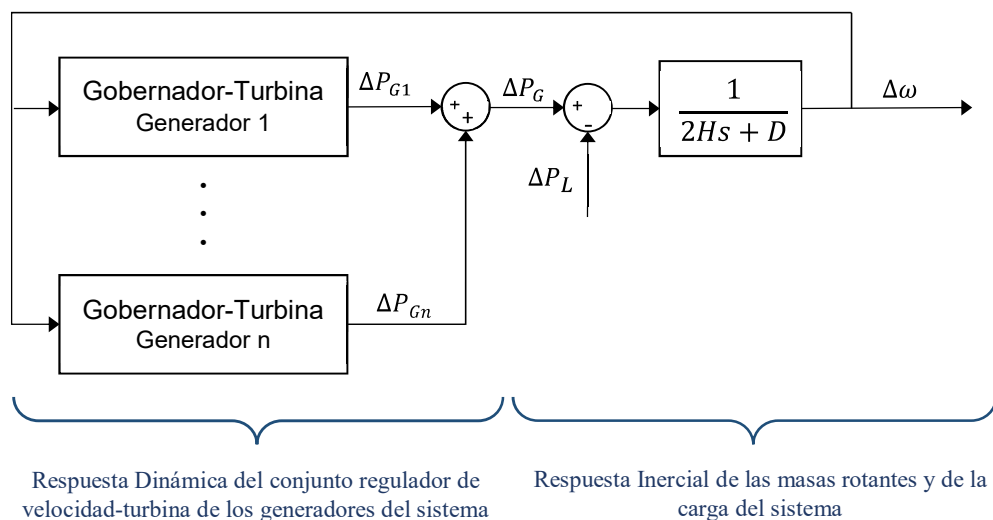


Figura 1.13. Modelo del sistema de control potencia-frecuencia

El modelo agrupa los efectos de las cargas en una sola constante de amortiguación, y, los efectos de los generadores del sistema a través de una sola constante de inercia equivalente, que es igual a la suma de las constantes de inercia de todas las unidades generadoras [16].

Por lo general, el modelo del sistema de control P – F se emplea para determinar la respuesta de frecuencia en sistemas aislados ya que su aplicación a sistemas interconectados considera que los generadores se comportan de manera similar lo que implica que la respuesta de frecuencia del modelo promedio, colectiva y coherente [4].

A continuación, el modelo de una central de vapor con control P - F se muestra en la Figura 1.14

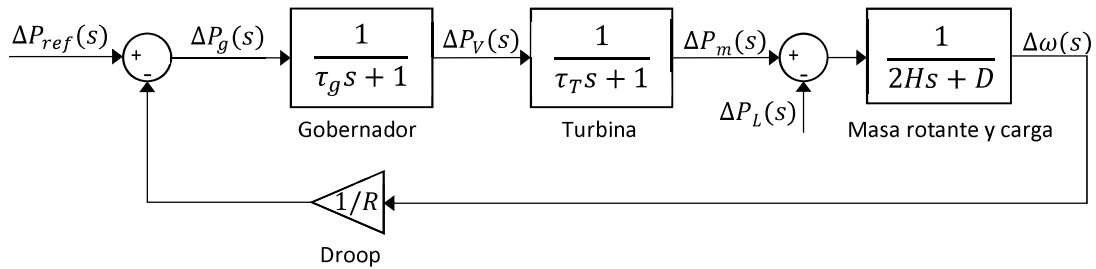


Figura 1.14. Modelos de una central de vapor aislada con control P - F

Se puede obtener a función de transferencia del diagrama de bloques de la Figura 1.14. relacionando la variación de la velocidad del sistema para el cambio en la carga, se asume que no existe control secundario con lo cual $\Delta P_{ref} = 0$:

$$\frac{\Delta\omega(s)}{-\Delta P_L(s)} = \frac{(1 + \tau_T s)(1 + \tau_g s)}{(2Hs + D)(1 + \tau_T s)(1 + \tau_g s) + \frac{1}{R}} \quad (1.28)$$

En base a la Ecuación 1.28 se calcula la variación de velocidad, dada por la Ecuación 1.30, considerando un cambio en la carga tipo escalón unitario, expresado mediante la Ecuación 1.29.

$$\Delta P_L(s) = \frac{\Delta P_L}{s} \quad (1.29)$$

$$\Delta\omega(s) = \frac{-\Delta P_L}{s} \cdot \frac{(1 + \tau_T s)(1 + \tau_g s)}{(2Hs + D)(1 + \tau_T s)(1 + \tau_g s) + \frac{1}{R}} \quad (1.30)$$

En la Figura 1.15 se muestra el comportamiento de la variación de la velocidad frente a un aumento del 10% de la carga, obtenido mediante el modelo mostrado en la Figura 1.14 para en el cual se considera los valores típicos tomados de [17] descritos en la Tabla 1.2.

Tabla 1.2. Constantes del modelo de una central de vapor aislada con control P - F

Constante	R	τ_g	τ_T	H	D	S_B
Unidad	[p.u.]	[s]	[s]	[s]	[p.u.]	[MVA]
Valor	0,05	0,2	0,5	5	1	1000

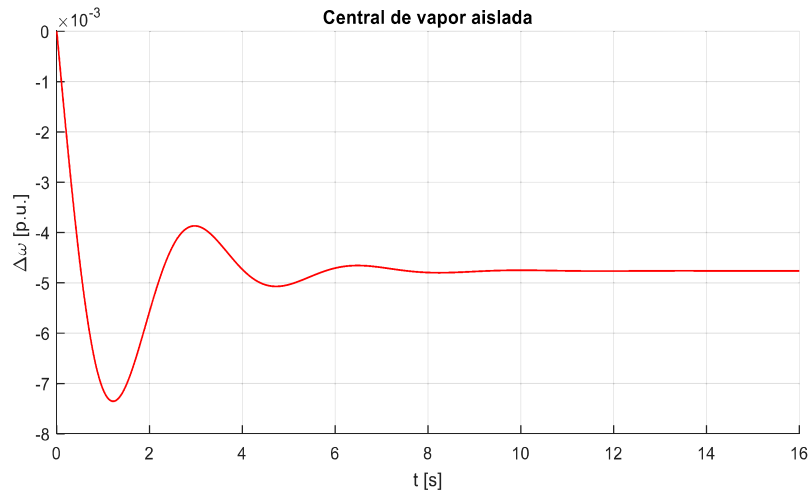


Figura 1.15. Variación de la velocidad del modelo de una central de vapor aislada con control P - F

En la Figura 1.15. se observa que, al aumentar la carga, la frecuencia del sistema desciende.

Es importante mencionar que el modelo del sistema de control P – F considera en su estructura el conjunto regulador de velocidad (gobernador) y turbina, dicho conjunto tiene relación directa con el control primario de frecuencia, en consecuencia, existirá un error en el régimen permanente después del disturbio. Este error puede corregirse al introducir el control secundario de frecuencia en el modelo.

En la Figura 1.16 se aprecia que la potencia mecánica aumenta después del aumento de carga, esto se debe a la actuación del regulador de velocidad que compensa el déficit de potencia para reestablecer la frecuencia a su valor nominal.

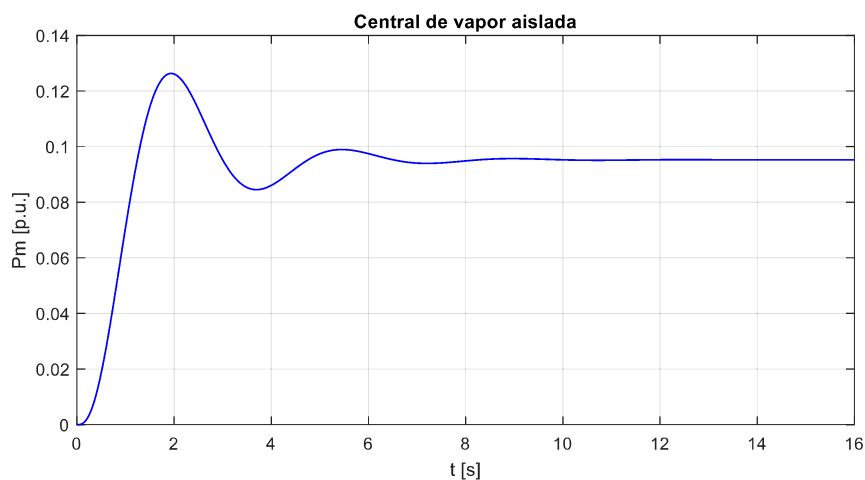


Figura 1.16. Variación de la potencia mecánica del modelo de una central de vapor aislada con control P – F

1.3.1.3.6 Influencia de las constantes en la respuesta del sistema

El comportamiento de la frecuencia en el SEP depende de: las constantes de inercia, estatismos, coeficientes de amortiguamiento y constantes de tiempo del conjunto regulador de velocidad-turbina de los generadores que forman el sistema [2].

En esta sección, se recurrirá al ejemplo de modelo de la Figura 1.14 para analizar la influencia de las constantes mencionadas. Para cada gráfica se cambia el valor de la constante a ser analizada, mientras que los otros coeficientes corresponden a los valores de la Tabla 1.2.

Inercia del sistema (H)

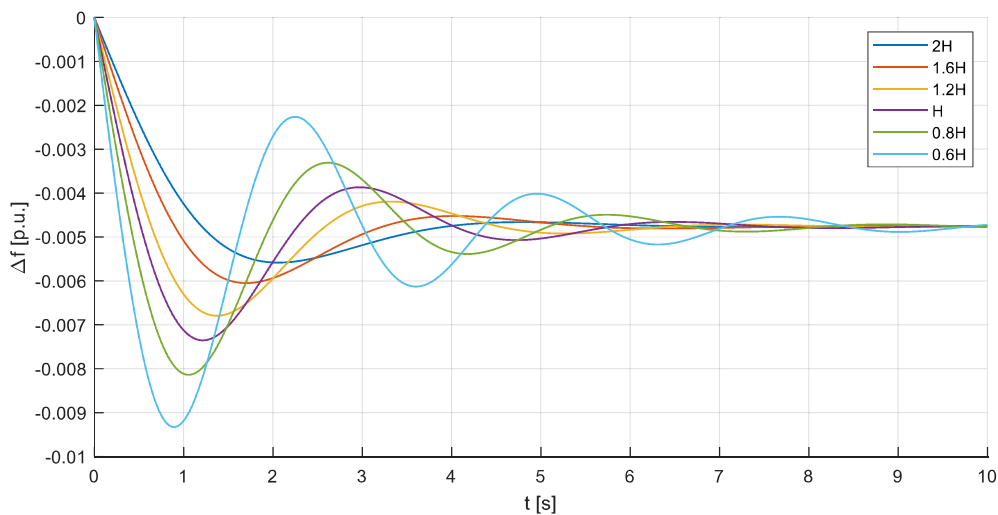


Figura 1.17. Variación de la frecuencia para diferentes valores de Inercia

Del gráfico anterior se puede analizar lo siguiente:

- Si el valor de la inercia es pequeño, la frecuencia cae con mayor velocidad, pero si el valor es grande, la frecuencia se demora en caer.
- Cuando la inercia del sistema es baja, la frecuencia presenta algunas oscilaciones; no obstante, mientras más alta sea la inercia del sistema la frecuencia casi no oscilará, esto se debe a que la energía cinética que almacena la masa rotatoria del generador, que tiene relación directa con la inercia, se encarga de cubrir el aumento de carga.
- El valor de la frecuencia del sistema en estado estable, después del aumento de carga, es el mismo para todas las variaciones de H , es decir que la inercia no influye en el valor final de la frecuencia.

Estatismo (R)

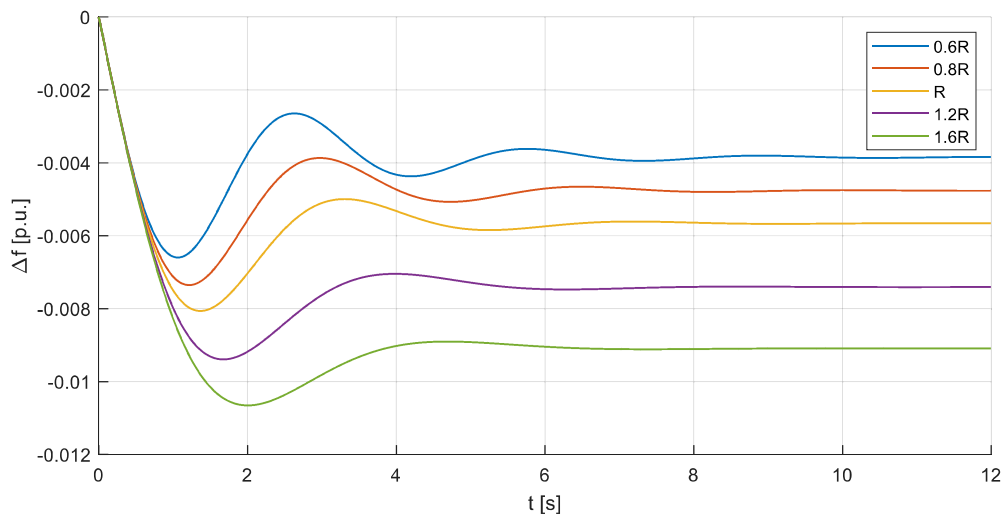


Figura 1.18. Variación de la frecuencia para diferentes valores de estatismo

Del gráfico anterior se puede analizar lo siguiente:

- Para todos los casos, la velocidad con la que inicia la variación de frecuencia es la misma.
- La frecuencia presenta más oscilaciones cuando el estatismo es menor, lo contrario sucede cuando el valor del estatismo es más ya que la frecuencia presenta menos oscilaciones.
- En estado estable la frecuencia es diferente para distintos valores de estatismo es decir que el estatismo si influye en la frecuencia de estado estable del sistema. Además, la desviación de frecuencia en estado estable aumenta con respecto a su valor nominal, conforme el valor del estatismo es mayor, esto se debe a que el sistema de regulación de velocidad tiene menor ganancia ($1/R$), por lo tanto su capacidad de regulación se encontrará más limitada.
- Sucede lo contrario, a lo anteriormente mencionado, cuando el estatismo es menor ya que en estado estable, la frecuencia presenta menor desviación de la frecuencia debido a que el sistema de regulación posee mayor ganancia, con lo cual mejora su capacidad de regulación.

Coefficiente de amortiguamiento (D)

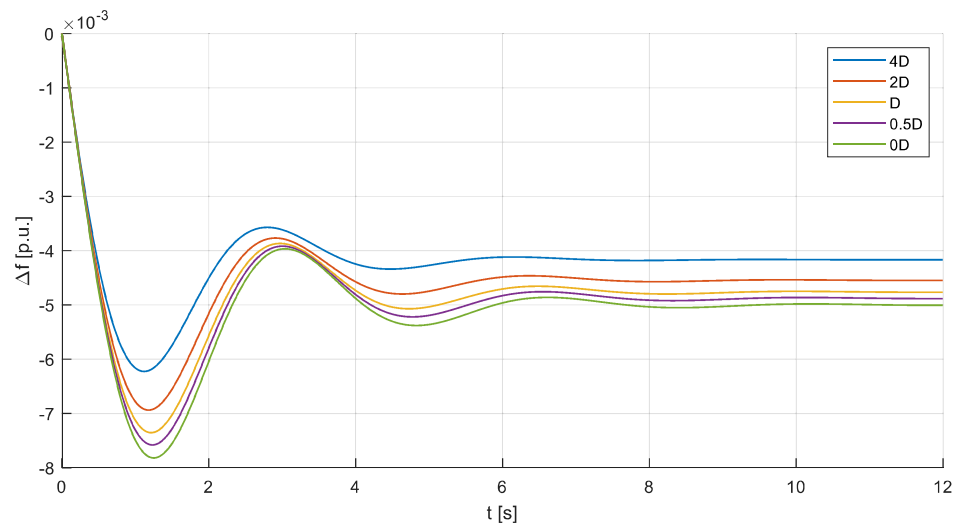


Figura 1.19. Variación de la frecuencia para diferentes valores de amortiguamiento

Del gráfico anterior se puede analizar lo siguiente:

- Para todos los valores de amortiguamiento, la velocidad con la que inicia la variación de frecuencia es la misma.
- Debido a que el coeficiente de amortiguamiento es inversamente proporcional al cambio en la frecuencia, se puede apreciar en la Figura 1.19. que la caída de la frecuencia es menor cuando el amortiguamiento es mayor.
- La oscilación que presenta el modelo es similar para todos los casos, lo que quiere decir que el coeficiente de amortiguamiento no influirá en el número fluctuaciones de frecuencia.

Constantes de tiempo del conjunto regulador de velocidad-turbina (τ_g, τ_T)

Las constantes de tiempo determinan la rapidez con la que el regulador de velocidad y la turbina responden ante la detección de un disturbio, es decir la rapidez de producción de potencia mecánica, ya que, de demorarse mucho tiempo en la producción de la misma la frecuencia variaría (subiría o bajaría) mucho.

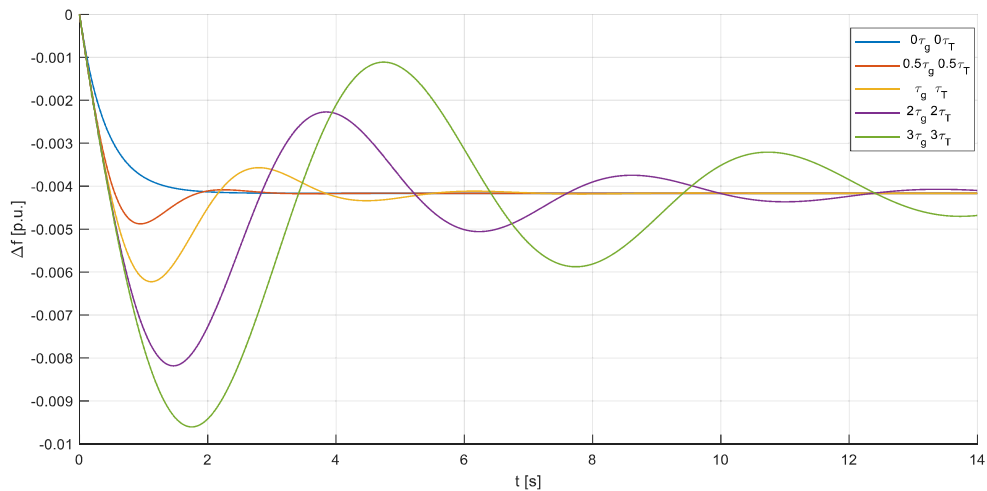


Figura 1.20. Variación de la frecuencia para diferentes valores de constantes de tiempo

Del gráfico anterior se puede analizar lo siguiente:

- La velocidad inicial con la que cae la variación de frecuencia es la misma para los distintos valores de constantes de tiempo.
- La variación de frecuencia al estabilizarse, después del disturbio, es aproximadamente la misma, es decir que en estado estable no influyen las constantes de tiempo.
- Si las constantes de tiempo son altas, la respuesta de variación de frecuencia es lenta frente a un disturbio y presenta grandes oscilaciones con lo cual podría causar inestabilidad el sistema. Por el contrario, si las constantes de tiempo son pequeñas la respuesta de variación de frecuencia es rápida.

Este análisis sería efectivo para otras constantes de tiempo definidas en el conjunto regulador de velocidad y turbina.

1.3.1.3 Centro de Inercia (COI)

En un SEP, la respuesta de frecuencia de cada generador no es necesariamente idéntica, no obstante, se puede definir un generador equivalente que refleje el comportamiento promedio de todos los generadores, facilitando de esta manera el estudio del comportamiento del sistema. Este generador se denomina Centro de Inercia (COI) [18].

Primero, es necesario cambiar la inercia individual de los generadores a la potencia base del sistema de la siguiente manera:

$$H_{i,sist} = H_i \cdot (S_{n,i}/S_{base,sist}) \quad (1.31)$$

Donde:

$H_{i,sist}$ Inercia del generador en la base del sistema [s]

H_i Inercia individual del generador [s]

$S_{n,i}$ Potencia base del generador [MVA]

$S_{base,sist}$ Potencia base del sistema [MVA]

Al aplicar el procedimiento indicado en [19] se pueden calcular la constante de inercia y la frecuencia del COI dadas por las siguientes ecuaciones:

$$H_{COI} = \sum_{i=1}^N H_{i,sist} \quad (1.32)$$

$$f_{COI} = \left(\sum_{i=1}^N f_i \cdot H_{i,sist} \right) / \left(\sum_{i=1}^N H_{i,sist} \right) \quad (1.33)$$

Donde:

H_{COI} Constante de inercia del COI [s]

f_{COI} Frecuencia del COI [Hz]

f_i Frecuencia individual del generador [Hz]

Conociendo la evolución de la velocidad de cada generador y empleando la Ecuación 1.33 se puede determinar la evolución de la frecuencia del COI para el sistema de IEEE de 39 barras y 10 generadores, frente a un evento de aumento de carga:

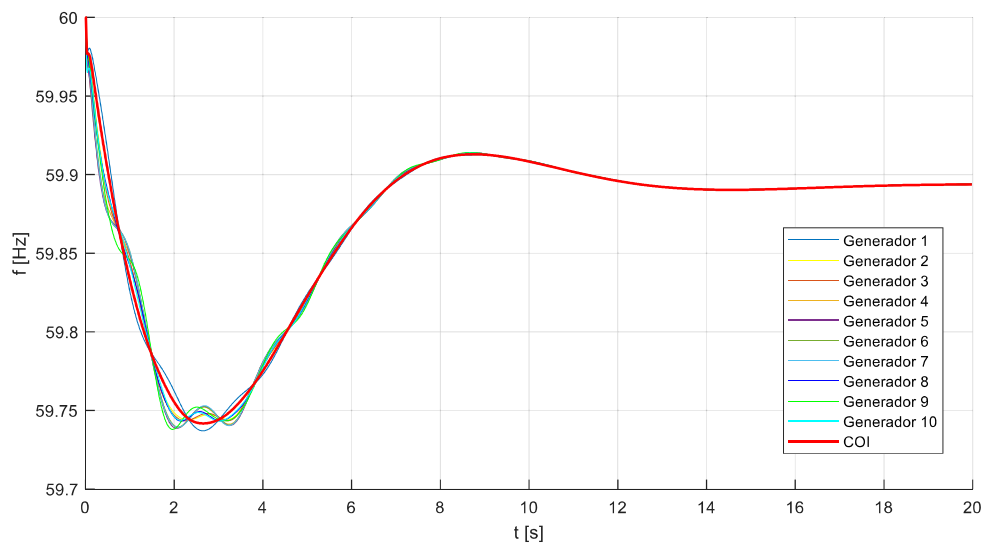


Figura 1.21. Curva de frecuencia del COI para el sistema IEE de 39 barras

1.3.2 MODELO EQUIVALENTE DEL CONTROL P – F

El ajuste de los relés de frecuencia en los esquemas de deslastre de carga, la estimación de la cantidad de reserva de giro necesaria, la limitación de la cantidad de reconexión de carga o el cálculo del límite de generación de energía eólica para preservar la seguridad en el sistema de energía son ejemplos en los que un modelo para estimar la máxima variación transitoria de frecuencia es esencial [20].

Además, la máxima variación transitoria de frecuencia (**MVTF**), su declinación después de una perturbación, indica la magnitud del desbalance G - C [21], por tal motivo también es importante contar con una metodología que nos permita conocer su valor. En este aspecto, la simulación dinámica del modelo completo del SEP proporciona una respuesta muy exacta; sin embargo, su costo computacional podría ser muy alto dependiendo del tamaño, complejidad y los aspectos que se considere para realizar la simulación del sistema.

Por otra parte, se encuentran los modelos equivalentes del sistema de control P – F, los mismos que también nos permiten conocer la MVTF y el momento en el que ocurre [4],[22],[20], su exactitud es muy próxima a la respuesta que se obtiene de una simulación dinámica y su costo es moderado.

A continuación, se indica el modelo equivalente que se empleará en la presente tesis.

1.3.2.1 Determinación del modelo equivalente del sistema de control P - F

El modelo equivalente del sistema de control P - F basa su estructura en el modelo de la Figura 1.13., calcula la respuesta dinámica de la frecuencia cuando ocurre un desequilibrio de G – C $\Delta P_0(s)$, y está compuesto por: el estatismo de cada generador (R_i), inercia equivalente del sistema (H_{eq}) y el amortiguamiento de la carga del sistema (D) [4].

Para la representación del conjunto regulador de velocidad – turbina de cada unidad se propone en [22] un modelo reducido de 1er orden que al incluirlo en el modelo equivalente del sistema de control P - F se obtiene la respuesta promedio, colectiva y coherente de todos los generadores del sistema [4]. Este modelo presenta una variedad de aplicaciones como las indicadas en [21]-[23], sin embargo, tiene el inconveniente de que todos los gobernadores de los generadores que conforman el sistema deben ser muy similares en velocidad y, en principio, toda generación debe ser del tipo de turbina de vapor [20]. Por otra parte, en [4] se ocupa un modelo reducido de 1er orden que admite una variedad de tecnologías de generación con gobernadores muy diferentes. Por lo cual, el modelo equivalente a desarrollar considera al conjunto regulador de velocidad-turbina como un modelo reducido de 1er orden.

El modelo equivalente del sistema de control P - F para N generadores, se muestra en el diagrama de bloques de la Figura 1.22.

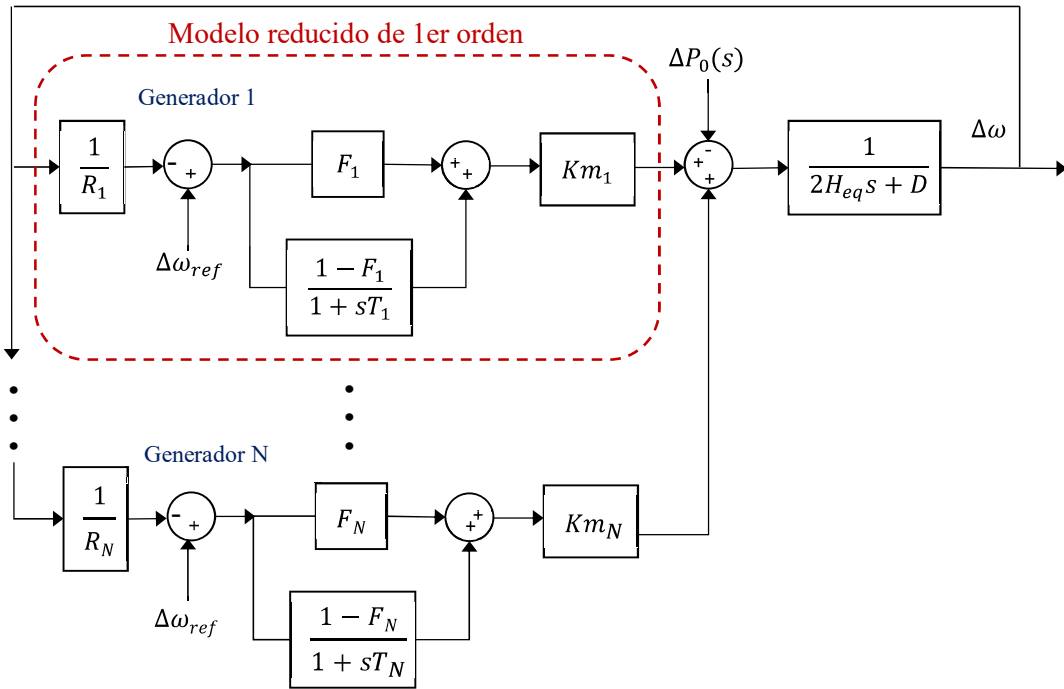


Figura 1.22. Modelo equivalente del sistema de control P - F [4]

Del diagrama de bloques de la figura anterior, se calcula la Ecuación 1.34 que representa la respuesta dinámica de la frecuencia $\Delta\omega(s)$, frente a un desequilibrio de G - C $\Delta P_0(s)$, dada en el dominio de Laplace [4]:

$$\frac{\Delta\omega(s)}{\Delta P_0(s)} = \frac{-\prod_{i=1}^N (1 + sT_i)}{(2sH_{eq} + D) \cdot \prod_{i=1}^N (1 + sT_i) + \sum_{j=1}^N \left[\frac{Km_j}{R_j} (1 + F_j T_j s) \cdot \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^N (1 + sT_i) \right]} \quad (1.34)$$

Donde Km_i, F_i y T_i son los parámetros del modelo reducido de 1er orden de cada generador, determinados según el procedimiento descrito en literal 1.3.2.2, N es el número de generadores del sistema, F se entiende como una fracción del total de la reserva rodante, T es una constante de tiempo de 1er orden, y, Km es la constante de ganancia efectiva de la reserva rodante total de los generadores [4].

La constante de inercia equivalente está definida por la Ecuación 1.35:

$$H_{eq} = \left(\sum_{i=1}^N H_i \cdot S_i \right) / (S_{sis}) \quad (1.35)$$

La inercia equivalente es la suma de la inercia individual de los generadores H_i por la potencia base de cada generador S_i y el total se divide para la potencia base elegida para el sistema S_{sis} .

Un desbalance de potencia $\Delta P_0(s)$ puede ser representado por una función escalón $\Delta P_0(s) = \Delta P_0/s$, esto es sustituido en la Ecuación 1.34 y su denominador es factorizado. Luego la Ecuación 1.34 se expresa como una suma de fracciones parciales:

$$\Delta\omega(s) = \Delta P_0 \cdot \sum_{i=1}^{N+1} \frac{A_i}{p_i} \cdot \left(\frac{1}{s} - \frac{1}{s - p_i} \right) \quad (1.36)$$

Donde A_i son los residuos reales o complejos y p_i son los polos reales o pares complejos conjugados de la Ecuación 1.34 [4]. Entonces, la respuesta en el tiempo del modelo equivalente de control P - F, basado en modelo reducido de 1er orden, está dada por:

$$\Delta\omega(t) = \Delta P_0 \cdot \sum_{i=1}^{N+1} \frac{A_i}{p_i} \cdot (1 - e^{p_i t}) \cdot U(t) \quad (1.37)$$

La naturaleza de la respuesta de frecuencia depende de los polos de la Ecuación 1.37. para polos reales es exponencial, creciente si el polo real es positivo y decreciente si es negativo. Si los polos tienen al menos un par complejo conjugado, la respuesta es oscilatoria amortiguada en función del tiempo [24].

1.3.2.2 Determinación de los parámetros del modelo reducido de 1er orden

El Modelo Equivalente Reducido de Primero Orden (**MERPO**) es una versión simplificada del conjunto regulador de velocidad – turbina de un generador. Durante un período de tiempo, la respuesta dinámica que se obtiene de este modelo es muy similar a la que produce el modelo completo del conjunto regulador de velocidad-turbina independientemente de cual sea la configuración del mismo.

La Figura 1.23. muestra el MERPO del conjunto generador – sistema de control P - F para la determinación de los parámetros que conforman dicho modelo.

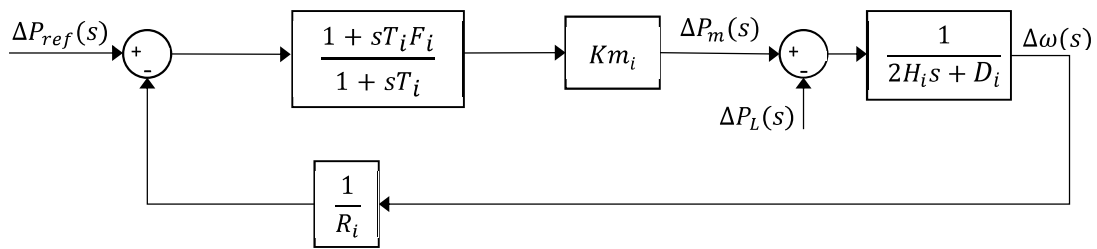


Figura 1.23. Modelo equivalente reducido de 1er orden

Del diagrama de bloques de la Figura 1.23. se deduce la función de transferencia que relaciona la salida del modelo $\Delta\omega(s)$ con la entrada $\Delta P_L(s)$ que representada la variación de potencia debido a un desbalance.

$$\frac{\Delta\omega(s)}{\Delta P_L(s)} = \frac{sT_i + 1}{2H_i \cdot T_i \cdot s^2 + \left[\left(\frac{Km_i}{R_i} \cdot F_i + D_i \right) \cdot T_i + 2H_i \right] s + \left(\frac{Km_i}{R_i} + D_i \right)} \quad (1.38)$$

Para el desarrollo del presente trabajo de tesis la respuesta del modelo completo del generador, en el que se incluye su respectivo conjunto regulador de velocidad-turbina, se obtiene de PowerFactory, mientras que la respuesta del MERPO se obtiene mediante Simulink de Matlab. Empleando la herramienta "Estimador de Parámetros" de Simulink, se logra que la respuesta del MERPO se ajuste a la respuesta del modelo completo (Curva ω vs t). Lo anterior se ilustra en la Figura 1.24.

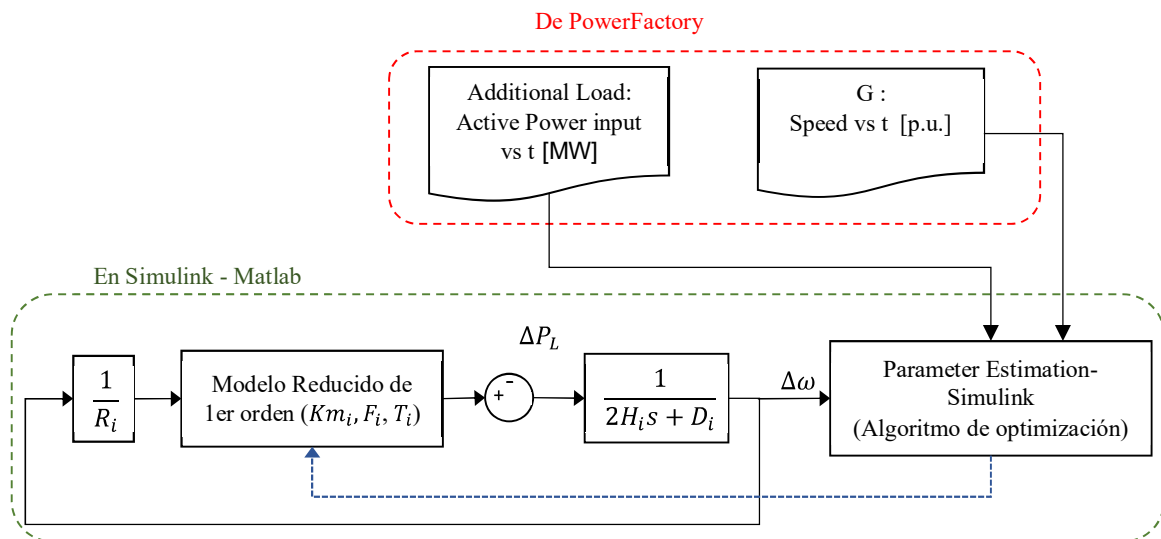


Figura 1.24. Determinación de parámetros del modelo reducido de 1er orden

El ajuste entre curvas se debe realizar durante un periodo de tiempo en el que ocurre la MVTF, este periodo de tiempo se obtiene de estudios dinámicos previos o mediciones reales de la frecuencia del sistema. Es así que, los resultados que se obtengan del modelo

equivalente del sistema serán válidos solamente para el periodo de tiempo para el cual se realizó la estimación de los parámetros [20].

1.3.2.3 Cálculo de la máxima variación transitoria de frecuencia (MVTF)

De la Ecuación 1.37 se derivan expresiones analíticas para calcular la MVTF Δf_{\min} y el instante en que ocurre (**TMVTF**) $t(\Delta f_{\min})$.

Estas expresiones se obtienen derivando e igualando a cero la Ecuación 1.37:

$$0 = -\Delta P_0 \cdot \sum_{i=1}^{N+1} A_i e^{p_i t_{\min}} \cdot U(t) \quad (1.39)$$

Donde ΔP_0 es la variación de potencia provocada por un desbalance, mientras que A_i son los residuos y p_i los polos que se calculan reemplazando los valores de los parámetros (Km_i, F_i, T_i y R_i) del modelo reducido de 1er orden y las constantes (H_{eq}, D) del sistema en la Ecuación 1.38, mediante la cual se determina $t(\Delta f_{\min})$ para que sea sustituido en (1.37) de tal forma que mediante la multiplicación de $\Delta \omega_{max}$ por el valor nominal de frecuencia se obtenga la desviación de frecuencia transitoria máxima Δf_{\min} .

1.3.3 HERRAMIENTA “ESTIMADOR DE PARÁMETROS” DE SIMULINK-MATLAB

El “Estimador de Parámetros” (Parameter Estimation) de Simulink – Matlab es una herramienta que permite determinar los parámetros de un sistema, modelado a través de una función de transferencia, empleando las señales de entrada/salida del sistema (medidas o simuladas). La herramienta permite también aumentar la precisión del modelo, mejorar las características de diseño de un sistema, así como validar los resultados de la estimación [25].

Para acelerar la estimación de parámetros, se puede generar un código en Matlab desde la herramienta “Parameter Estimation”, utilizando el sistema de computación paralela y el reinicio rápido de Simulink.

La herramienta realiza la estimación de parámetros formulando un problema de optimización cuya solución son los valores estimados de los parámetros; para éste fin, la herramienta implementa varios algoritmos de optimización como: mínimos cuadrados no lineales, gradiente reducido, entre otros.

1.3.3.1 La estimación de parámetros como un problema de optimización [26]

El “Estimador de Parámetros” formula un problema de optimización constituido por:

Variables de diseño x : Los parámetros del modelo y los estados iniciales a estimar.

Función objetivo $F(x)$: Es una función que calcula una medida de la diferencia entre las respuestas simuladas y medidas. También se llama función de costo o error de estimación.

Límites $\underline{x} \leq x \leq \bar{x}$: Límites de los valores estimados de los parámetros. (Opcional).

Función de restricción $C(x)$: Una función que especifica algunas restricciones en las variables de diseño (Opcional).

La formulación del problema de optimización depende del método de optimización que se utilice. El solver de optimización (método de optimización) ajusta los valores de las variables de diseño para satisfacer los objetivos y restricciones especificados.

1.3.3.1.1 Función de costo

La función costo $F(x)$ es la función objetivo del problema de optimización y se calcula como la diferencia entre las respuestas simuladas y medidas.

La herramienta ajusta los parámetros del modelo para obtener una respuesta simulada (y_{sim}) muy similar a la respuesta medida o la señal de referencia (y_{ref}). Para hacer esto, el método de optimización minimiza la función de costo. Antes de procesar la función con el Estimador, se presenta un error de estimación $e(t)$, el mismo que resulta de la diferencia de la diferencia entre la respuesta medida (y_{ref}) y la respuesta simulada (y_{sim}).

El software de optimización proporciona las siguientes funciones de costo para procesar el error $e(t)$.

Tabla 1.3. Funciones costo del “Estimador de parámetros”

Función Costo	Formulación	Nombre en GUI o en la línea de comando
Suma de Cuadrados (predeterminado)	$F(x) = \sum_{t=0}^N e(t) \times e(t)$	'SSE'
Error absoluto	$F(x) = \sum_{t=0}^N e(t) $	'SAE'
Error sin procesar	$F(x) = \begin{bmatrix} e(0) \\ \vdots \\ e(N) \end{bmatrix}$	'Residuals' Esta opción solo está disponible en las líneas de comando.
Función Personalizada	N/A	Esta opción solo está disponible en las líneas de comando.

En donde N es el número de muestras.

La base de tiempo en la que se evalúa la función costo es un intervalo de tiempo específico. Este intervalo depende de la base de tiempo de la señal medida y la base de tiempo de señal simulada.

1.3.3.1.2 Límites y restricciones

Como se mencionó anteriormente, en el “Estimador de parámetros” se pueden especificar límites para las variables de diseño (parámetros de modelo estimados) en función del conocimiento previo del sistema. Los límites se expresan como: $\underline{x} \leq x \leq \bar{x}$, en donde \underline{x} es el vector de límites inferiores y \bar{x} es el vector de límites superiores.

También se puede especificar otras restricciones $C(x)$ en las variables de diseño en las líneas de comando. Las restricciones pueden ser lineales o no lineales y pueden describir igualdades o desigualdades. $C(x)$ también puede especificar restricciones multiparamétricas.

1.3.3.1.3 Métodos de optimización y formulación de problemas de optimización

El problema de optimización puede ser:

Problema de minimización: Minimiza una función objetivo, $F(x)$. En este problema se especifica la señal medida que se desea que rastree la salida del modelo. Especificar límites para los parámetros estimados es opcional.

Problema mixto- minimización y factibilidad: Minimiza una función objetivo $F(x)$ y está sujeta a límites y restricciones específicos. Se especifica la señal medida que se desea que el modelo rastree, los límites y restricciones de los parámetros estimados.

Problema de viabilidad: Encuentra una solución a la función objetivo, que satisface las restricciones especificadas, $C(x)$. En este tipo de problema únicamente se especifica los límites y restricciones para los parámetros estimados. Es el tipo de problema menos común en la estimación de parámetros.

En la Tabla 1.4 se especifican los métodos de optimización que presenta el Estimador de parámetros para determinar la formulación del problema de estimación:

Tabla 1.4. Métodos de optimización del “Estimador de parámetros”

Nombre del método de optimización	Descripción	Formulación de problema de optimización
Mínimos cuadrados no lineales 'lsqnonlin'	Minimiza los cuadrados de los residuos. Este método requiere un vector de residuales de error, calculado utilizando una base de tiempo fija. No utilice este método si se tiene una función de costo escalar o si el número de residuos de error puede cambiar de una iteración a otra.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Problema de minimización ▪ Problema mixto - minimización y factibilidad ▪ Problema de viabilidad
Gradiente de descenso 'fmincon'	<p>Utiliza la función de gradiente de costo. Utilice este método si se desea especificar una o cualquiera de las siguientes:</p> <p>Funciones de costo personalizadas Restricciones basadas en parámetros Restricciones basadas en señales</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Problema de minimización ▪ Problema mixto - minimización y factibilidad ▪ Problema de viabilidad
Búsqueda simple 'fminsearch'	<p>Basado en el algoritmo Nelder-Mead, este método no utiliza el gradiente de la función de costo.</p> <p>Utilice este método si la función de costo o sus restricciones no son continuas o diferenciables.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Problema de minimización ▪ Problema mixto - minimización y factibilidad ▪ Problema de viabilidad
Búsqueda de patrones 'patternsearch'	<p>Es un método de búsqueda directa, basado en el algoritmo de búsqueda de patrón generalizado, este método no utiliza el gradiente de la función de costo.</p> <p>Utilice este método si la función de costo o sus restricciones no son continuas o diferenciables.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Problema de minimización ▪ Problema mixto - minimización y factibilidad ▪ Problema de viabilidad

2. METODOLOGÍA

2.1 INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se detalla la metodología propuesta para la estimación de la frecuencia mínima debido a desbalances G – C en el SEP. Con propósito ilustrativo, se aplica la metodología al sistema IEEE New England de 39 barras y 10 generadores.

Los programas computacionales necesarios para cada etapa de la metodología son PowerFactory de DigSilent y Simulink de Matlab. A continuación, se describen las etapas de la metodología, diferenciando el software requerido en cada una de ellas:

- a. **Simulación empleando el modelo completo:** En PowerFactory, mediante simulación en el dominio del tiempo, se obtienen las curvas de frecuencia vs tiempo y las potencias activas antes y después del evento de los generadores que conforman el SEP. Los generadores y sus respectivos controladores (voltaje y velocidad), la carga y red eléctrica se modelan a detalle
- b. **Desarrollo del modelo equivalente reducido:** En PowerFactory se realizan pruebas de toma y rechazo de carga (**PTRC**) empleando la función “Step Response”, en la que se ingresan el valor de potencia activa antes del evento como carga inicial, mientras que la carga adicional corresponde a la diferencia entre la potencia activa antes y después del evento, obtenidos en la etapa anterior. Las PTRC se realizan a cada generador con el fin de obtener las curvas de: i) Potencia activa de la carga adicional vs tiempo, y, ii) Velocidad vs tiempo. Las curvas se acondicionan y exportan al “Estimador de Parámetros” de Simulink - Matlab para obtener los parámetros el modelo equivalente de cada generador (Km_i, F_i, T_i).

Para utilizar el “Estimador de parámetros” es necesario, en primera instancia, construir el MERPO de cada generador en Simulink, cuya salida velocidad vs tiempo se ajustará a la curva velocidad vs tiempo de la prueba de rechazo de carga obtenida de PowerFactory. Se aconseja usar como función objetivo la minimización de la suma de cuadrados y como método de optimización el algoritmo de búsqueda simple 'fminsearch'.

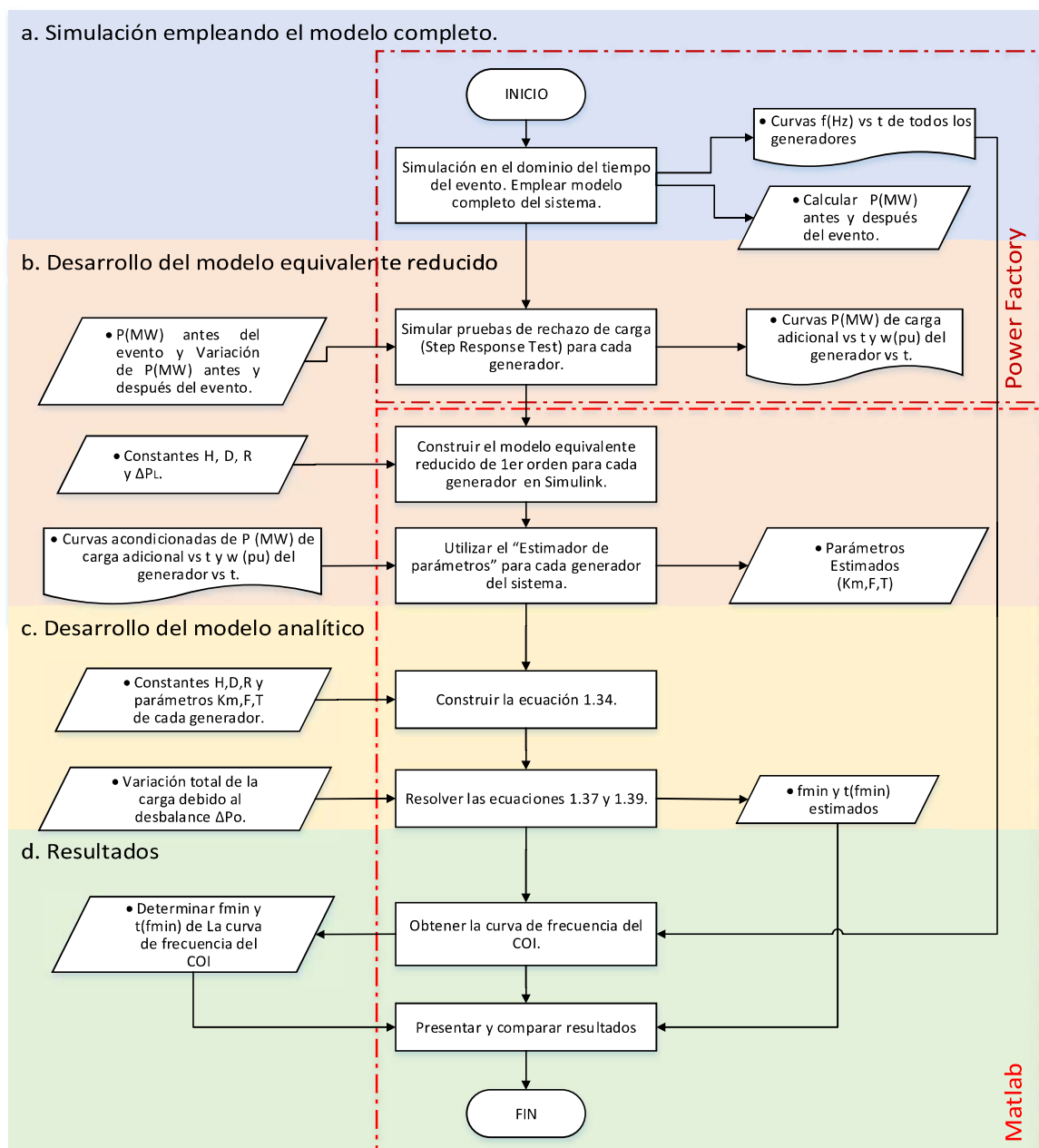
- c. **Desarrollo del modelo analítico:** Con los parámetros determinados en la etapa anterior se construye la Ecuación 1.34, de la que se calculan los polos y ceros que luego se ingresan en las Ecuaciones 1.37 y 1.39. Dichas ecuaciones son resueltas en Matlab empleando la función “*vpaso/ve*”, obteniéndose los valores estimados de

la MVTF y TMVTF. La variable de entrada a dichas ecuaciones es la variación total de la carga, producida por el desbalance G - C.

- d. **Resultados:** Los valores de MVTF y TMVTF, que resultan del modelo analítico, se los compara con los valores obtenidos de la curva de frecuencia del COI, determinada mediante las curvas frecuencia vs tiempo obtenidas de PowerFactory.

2.2 DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGÍA

A continuación, se presenta el diagrama de flujo de la metodología propuesta, donde se presentan de forma secuencial los pasos a seguir para su aplicación en un SEP.



2.3 ETAPAS DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA

2.3.1 SIMULACIÓN EMPLEANDO EL MODELO COMPLETO DEL SISTEMA

Como sistema de prueba se considera el sistema IEEE New England, cuyos datos se presentan en el Anexo A [27]. El sistema está formado por 10 generadores, 12 transformadores, 34 líneas de transmisión y 19 cargas. Los primeros 9 generadores representan centrales de generación térmica, mientras que el último generador representa una central de generación hidráulica.

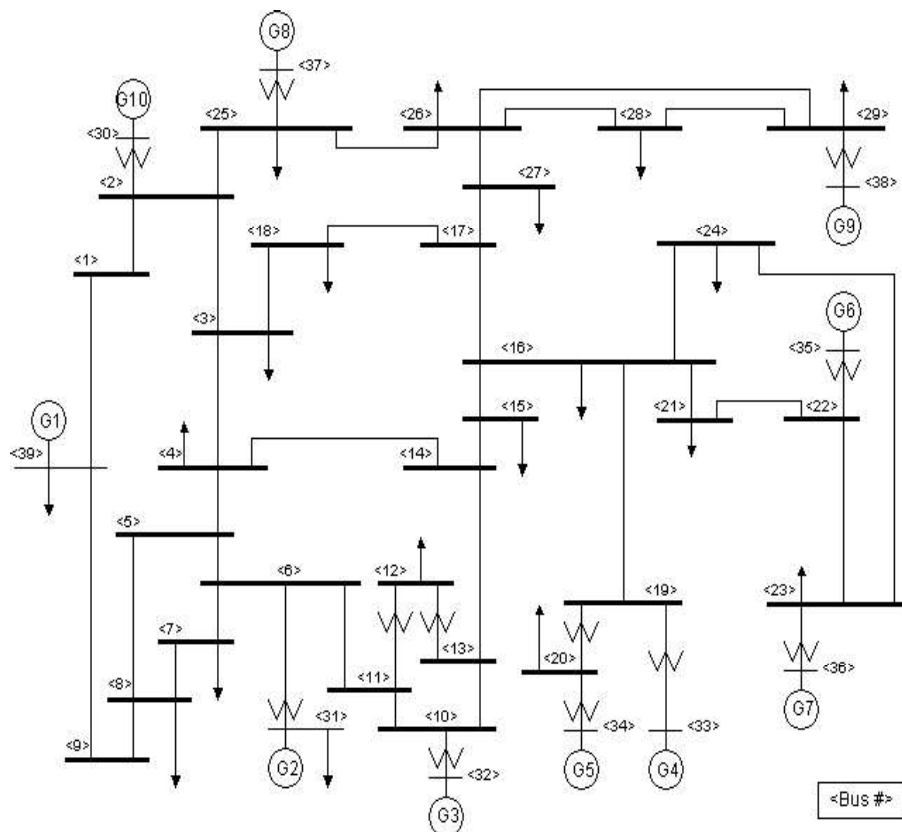


Figura 2.1. Sistema IEEE New England de 39 barras [28]

En PowerFactory se modela el sistema de estudio, donde los parámetros de cada generador se encuentran calculados considerando como potencia base a la potencia activa nominal de cada generador. Los composites models de los generadores están compuestos de reguladores de voltaje (IEEET1) y de velocidad (TGOV1 para las centrales térmicas y HYGOV para la central hidráulica).

La demanda total del sistema es 6140,8 MW, y se crea un evento aumento de carga (Load Event) del 10% de la potencia activa (592,34 MW) a los 0 s. En primera instancia, se debe calcular el flujo de potencia en el sistema para obtener los valores de potencia activa generada (MW) por cada máquina del sistema antes de evento, estos valores se

almacenan en un archivo *.csv. mediante el uso del código de programación en lenguaje DPL. Después de simular el evento de ejemplo se obtienen las siguientes gráficas:

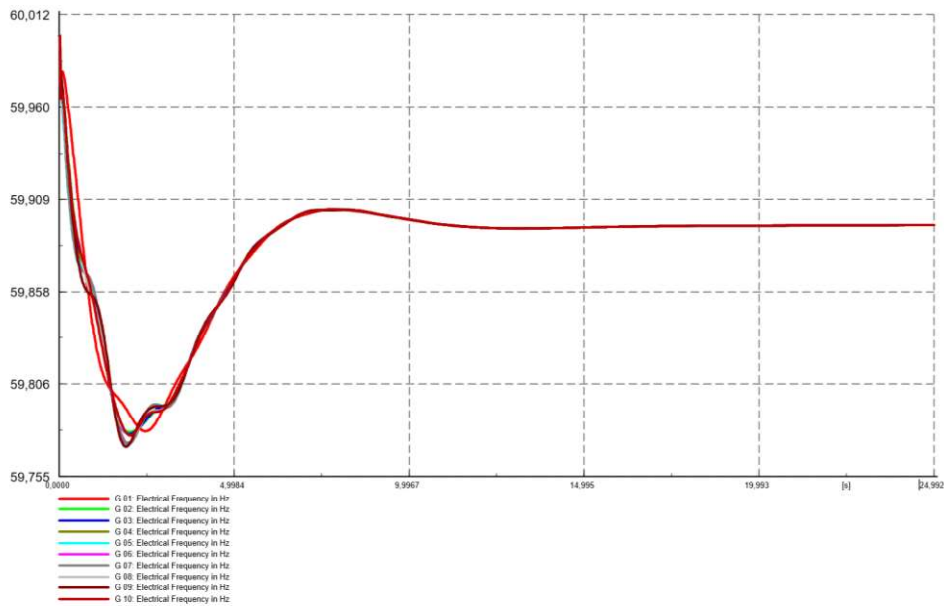


Figura 2.2. Curvas de frecuencia vs tiempo. Sistema IEEE New England

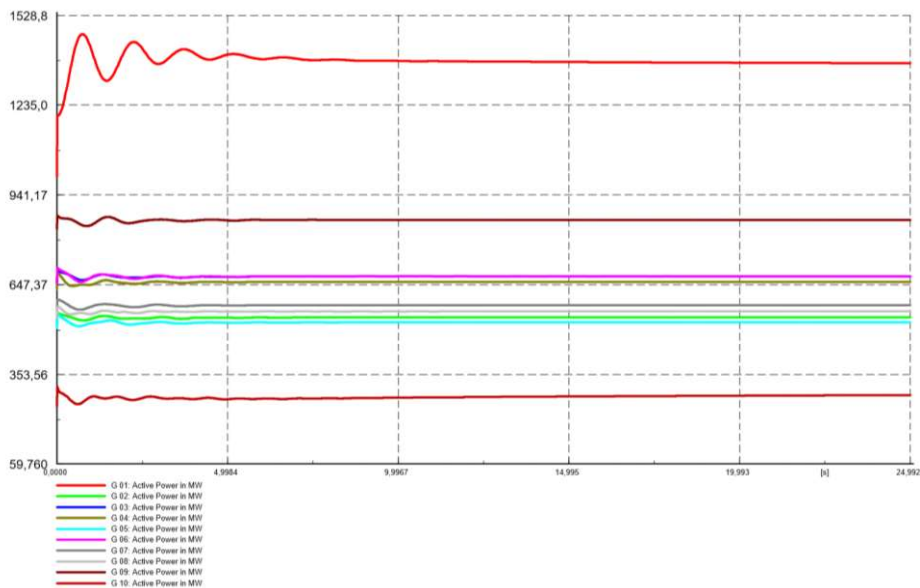


Figura 2.3. Curvas de potencia activa generada vs tiempo. Sistema IEEE New England

En la Figura 2.2. se aprecia la caída de la frecuencia (Hz) de todos los generadores del sistema de prueba, mientras que la Figura 2.3. ilustra el aumento de potencia activa generada (MW) ante un incremento de carga del 10%. En las dos figuras se observa que la frecuencia y las potencias activas generadas se estabilizan a los 20 s después del evento. En este instante de tiempo (20 s) se adquieren los valores de potencia activa generada (MW). Mediante una función tipo escalón se aproxima el comportamiento de la

potencia activa generada por cada máquina del sistema, de tal modo que se pueda usar en las siguientes etapas de la metodología.

Los valores de potencia activa generada después del evento se guardan en un archivo *.csv. utilizando un código de programación en lenguaje DPL de PowerFactory.

Tabla 2.1. Potencia activa inicial y final de los generadores del sistema de 39 barras

Generador	Potencia Inicial	Potencia Final
	MW	MW
G 01	1000	1374,86
G 02	520,8	541,76
G 03	650	673,94
G 04	632	655,96
G 05	508	525,96
G 06	650	673,95
G 07	560	580,95
G 08	540	560,96
G 09	830	859,93
G 10	250	284,90
Total	6140,8	6733,17

Únicamente se consideran los valores de potencia activa debido a que, como se explicó anteriormente, los cambios de potencia activa tienen relación con el control potencia-frecuencia del sistema y, por lo tanto, con su modelo.

Las curvas frecuencia vs tiempo de los generadores, que se muestran en la Figura 2.2., son almacenadas en un archivo *.csv. para su posterior uso.

2.3.2 DESARROLLO DEL MODELO EQUIVALENTE REDUCIDO

El MERPO se usa para determinar las constantes (Km, F, T) de cada generador.

Primero es necesario obtener la respuesta individual de velocidad (p.u.) vs tiempo de cada uno de los generadores del sistema, mediante una PTRC. Dicha prueba se realiza con la función “Step Response Test”, que consta de un sistema generador, carga inicial y carga adicional.

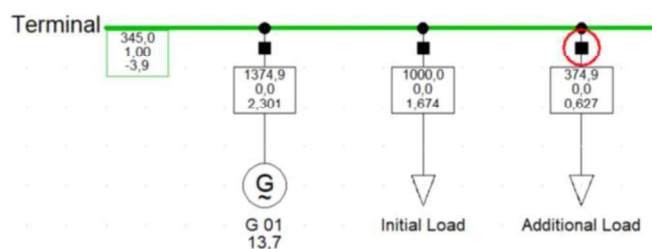


Figura 2.4. PTRC del Generador 1 con la función Step Response

La carga inicial corresponde al valor de la potencia activa generada (MW) calculada mediante el flujo de potencia inicial, y el valor de la carga adicional ΔP_L (MW) se obtiene de la diferencia entre los valores de potencia activa generada final menos el valor de potencia activa generada previo al disturbio. Esta diferencia de potencia será el módulo de la función escalón que ingresa al modelo equivalente reducido del generador.

Tabla 2.2. Diferencia entre potencia inicial y la final de los generadores del sistema de 39 barras

Generador	Diferencia MW
G 01	374,86
G 02	20,95
G 03	23,94
G 04	23,95
G 05	17,96
G 06	23,95
G 07	20,95
G 08	20,96
G 09	29,93
G 10	34,90
Total	592,34

Las gráficas que resultan de la PTRC son las curvas (tipo escalón) de potencia activa de carga (MW) vs tiempo, y, velocidad (p.u.) vs tiempo del generador. Para el generador 1 se obtienen las siguientes gráficas:

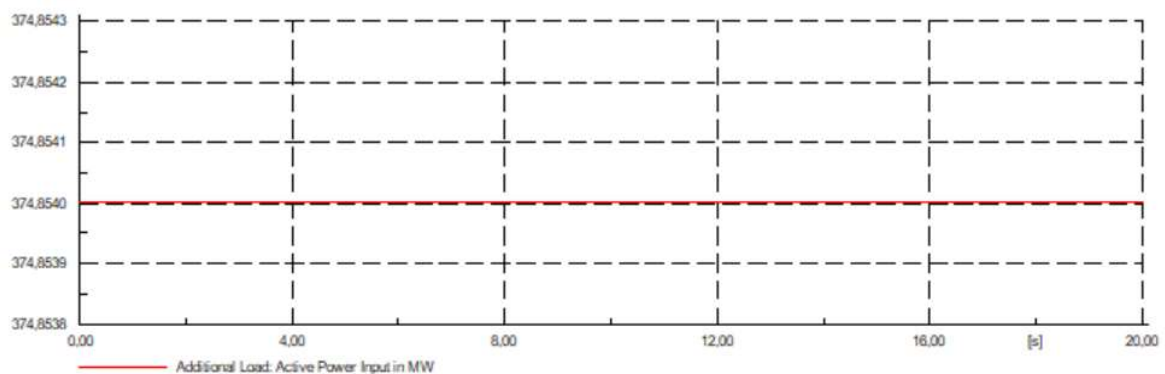


Figura 2.5. Potencia activa (MW) en la carga adicional

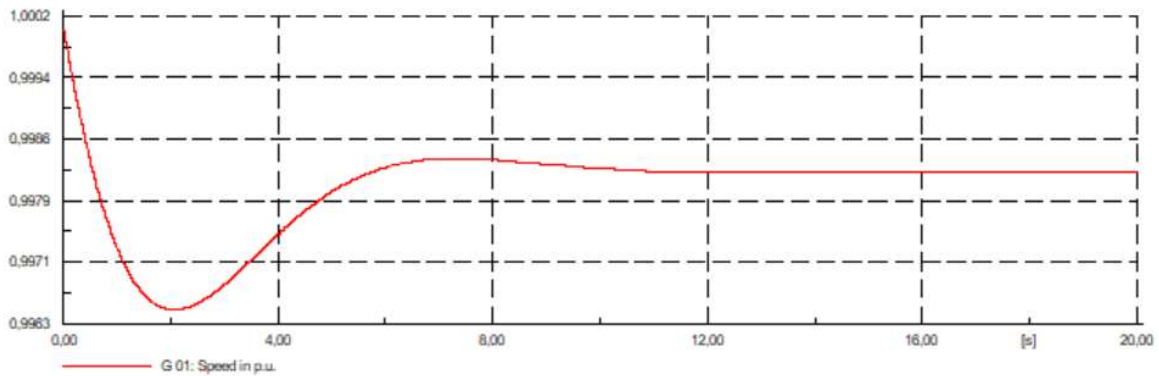


Figura 2.6. Velocidad (p.u.) en el generador 1

Los valores que forman las curvas obtenidas son exportados en un archivo csv. individual para usarlas posteriormente.

En el MERPO se ingresan las constantes del generador (H_i), (D_i) y regulador de velocidad (R_i), que en PowerFactory se denominan: Inertia Time Constant (rated to Pgn) en s y Mechanical Damping en p.u, respectivamente. Mientras que el estatismo (R) es el mismo valor en p.u. que presenta la unidad y que se inicializa dentro de los parámetros del gobernador del composite model del generador.

Después de construir el modelo equivalente de 1er orden en Simulink – Matlab, como se muestra en la Figura 2.7., se usa el toolbox “Estimador de parámetros” para encontrar los parámetros Km_i, F_i, T_i .

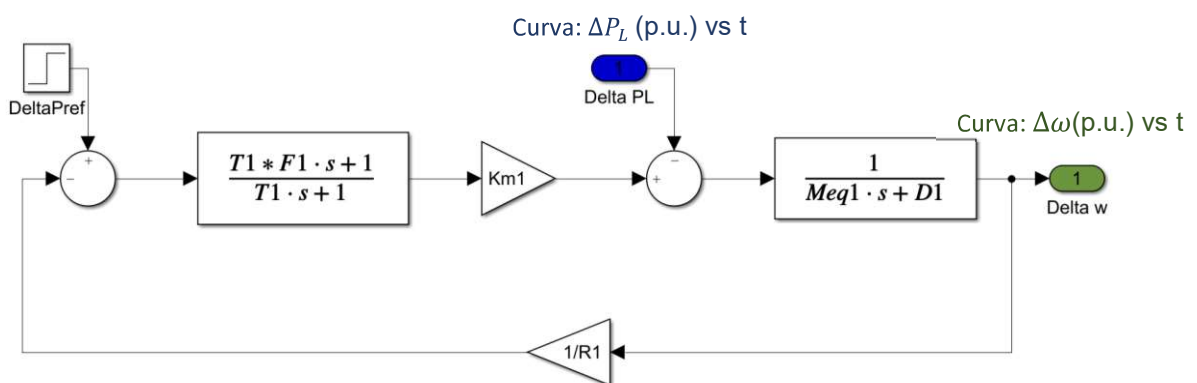


Figura 2.7. Modelo equivalente reducido de 1er orden para Gen 1

En la Figura 2.7. ΔP_{ref} es una función escalón que para el presente estudio es un valor constante igual a 0 ya que el modelo no considera la RSF y M_{eq} es igual a dos veces la constante de inercia del generador $2H$.

En el “Estimador de parámetros” se ingresan los datos de las dos curvas exportadas en forma de matrices: la primera curva representa a la potencia de la carga adicional

(ΔP_L (p.u.) vs t) y se obtiene de la curva que se presenta en PowerFactory como Additional Load: Active Power input in MW la misma que es llevada a valores en por unidad considerando como potencia base la potencia activa nominal (MW) del generador debido a que PowerFactory la usa como potencia base de la unidad; la segunda curva está representada en PowerFactory como G: Speed in p.u y corresponde a la velocidad del generador ($\Delta\omega$ (p.u.) vs t).

La curva de la potencia de la carga adicional es la variación de potencia que presenta el generador frente al desbalance G – C que ocurre en el sistema, nombrada en el MERPO como ΔP_L , mientras que la curva de velocidad del generador es la curva a la cual se ajusta la salida $\Delta\omega$ del modelo mediante el uso del Estimador de Parámetros, el mismo que formula dicho ajuste como un problema de optimización.

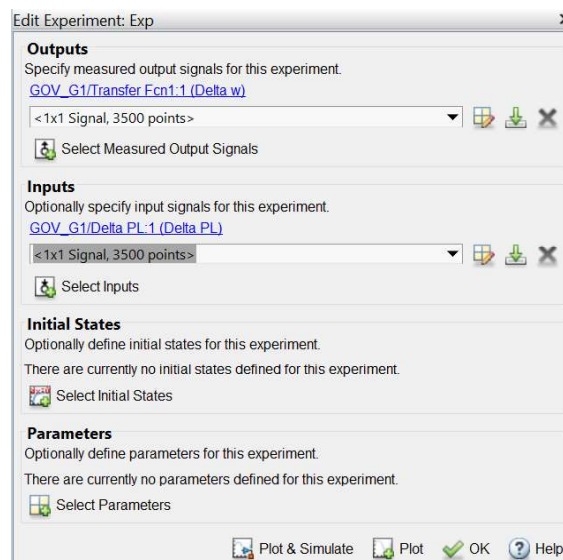


Figura 2.8. Ventrada de ingreso de matrices del Estimador de parámetros

Luego de ingresar las matrices al experimento, se deben elegir los parámetros a estimar, cuyos valores iniciales facilitan la reducción del número de iteraciones para encontrar el valor de los parámetros. Estos valores iniciales se pueden conocer mediante experimentos previos que presenten un comportamiento similar al del nuevo caso de análisis.

En las opciones del Estimador se elige como función objetivo la Suma de Cuadrados y como método de optimización Búsqueda Simple 'fminsearch', elegidas mediante estimaciones previas que demuestran que la función objetivo y el método de optimización seleccionados presentan un mejor ajuste entre las curvas.

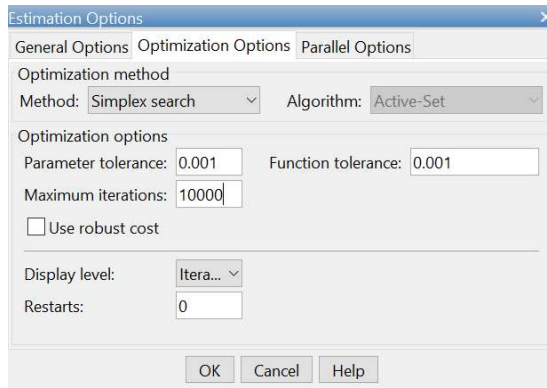


Figura 2.9. Opciones de estimación del Estimador de parámetros

Finalmente, la ventana del toolbox “Estimador de parámetros”, luego del proceso de estimación de los parámetros, se presenta en la Figura 2.10. en la cual se puede observar que el tiempo considerado para la estimación debe superar el punto en que se alcanza la frecuencia mínima, en este caso es de 3,5 s. En ningún caso superó los 4 s.

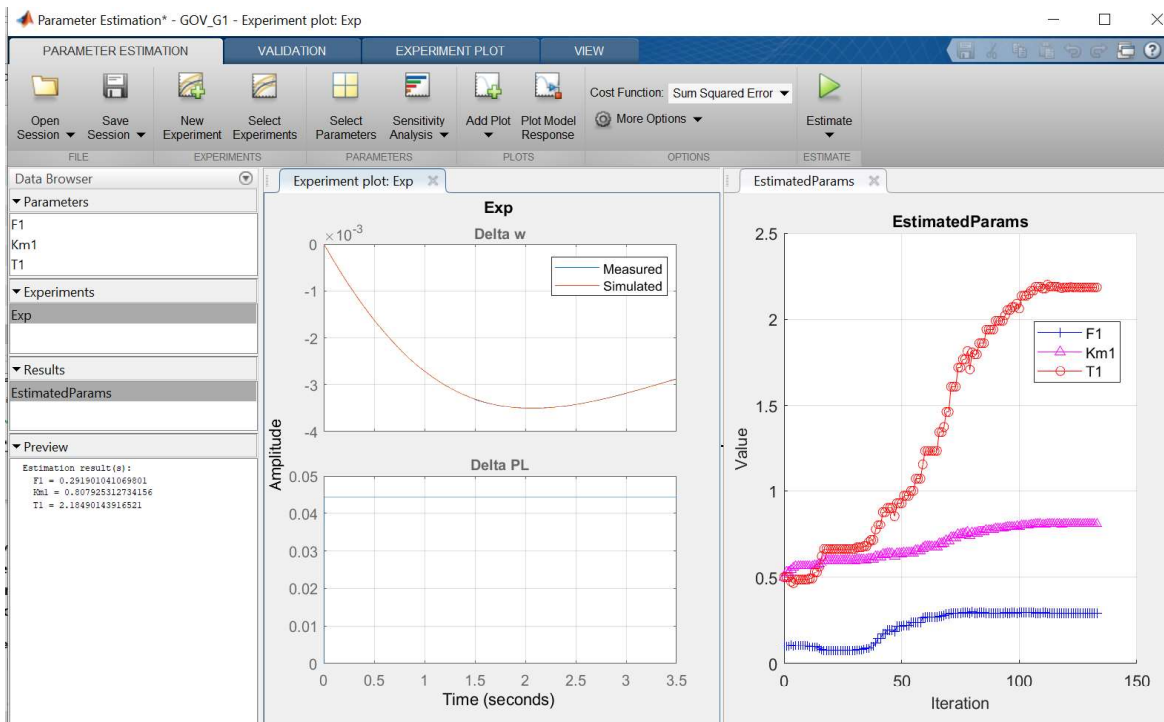


Figura 2.10. Ventana del toolbox “Estimado de parámetros”

Para automatizar el proceso anterior y evitar abrir la ventana del Estimador de Parámetros se crea la función `spe_'Name'` en donde 'Name' es el nombre del archivo creado en Simulink en el que se encuentra el MERPO del generador. Esta función proviene del código de programación del “Estimador de Parámetros” y, por lo tanto, también realiza la estimación de parámetros del modelo.

Luego de realizar el procedimiento anterior a los generadores del sistema IEEE New England se encuentran los siguientes parámetros:

Tabla 2.3. Parámetros del modelo reducido de 1er orden de los generadores

Generador	<i>Km</i>	<i>T</i>	<i>F</i>
G 01	0,8092	2,1966	0,2920
G 02	0,8055	1,9717	0,3587
G 03	0,7987	2,9228	0,2389
G 04	0,777	2,7446	0,2424
G 05	0,6942	2,5356	0,2916
G 06	0,8130	3,0465	0,2380
G 07	0,7216	2,3162	0,2493
G 08	0,7088	2,2398	0,2544
G 09	0,6528	1,839	0,2622
G 10	0,5009	0,5098	-0,4501

2.3.3 DESARROLLO DEL MODELO ANALÍTICO

Una vez determinados los parámetros Km, F, T de los MERPO de todos los generadores del sistema, y conocidas las constantes H_{eq}, D, R_i se puede calcular la MVTF Δf_{\min} y TMVTF $t(\Delta f_{\min})$.

En primera instancia, es necesario definir la potencia activa base del sistema, para proceder a expresar los valores de H, D, R en la nueva base. El cambio de base para el sistema se realiza mediante las siguientes ecuaciones:

$$H_{eq} = \sum_i H_i \cdot \frac{P_{nom i}}{P_{sys}} \quad (2.1)$$

$$R_i = R_i \cdot \frac{P_{sys}}{P_{nom i}} \quad (2.2)$$

$$D_{eq} = \sum_i D_i \cdot \frac{P_{nom i}}{P_{sys}} \quad (2.3)$$

De donde:

$P_{nom i}$ Potencia activa nominal de cada generador [MW]

P_{sys} Potencia activa base del sistema [MW]

La potencia activa base elegida para el sistema de prueba es 100 (MW).

Es importante mencionar que los parámetros estimados para cada generador, obtenidos en la sección anterior, se mantienen; esto sucede siempre que la potencia base sea la misma tanto en el MERPO de cada generador como en el MERPO del sistema. Cabe indicar que la variación total de potencia provocada por el desbalance ΔP_0 (p.u. sobre la base del sistema) se calcula como:

$$\Delta P_0 = \sum_i \Delta P_{L-i} \quad (2.4)$$

La inercia equivalente H_{eq} es igual a la suma de las inercias equivalentes individuales de cada generador, que multiplicada por 2 es M_{eq} , el amortiguamiento D es la suma de los amortiguamientos equivalentes individuales y la variación de potencia debido al desbalance ΔP_0 es igual a la variación total de potencia activa en p.u. del sistema.

El sistema IEEE New England representado como un diagrama de bloques se muestra en la Figura 2.11.

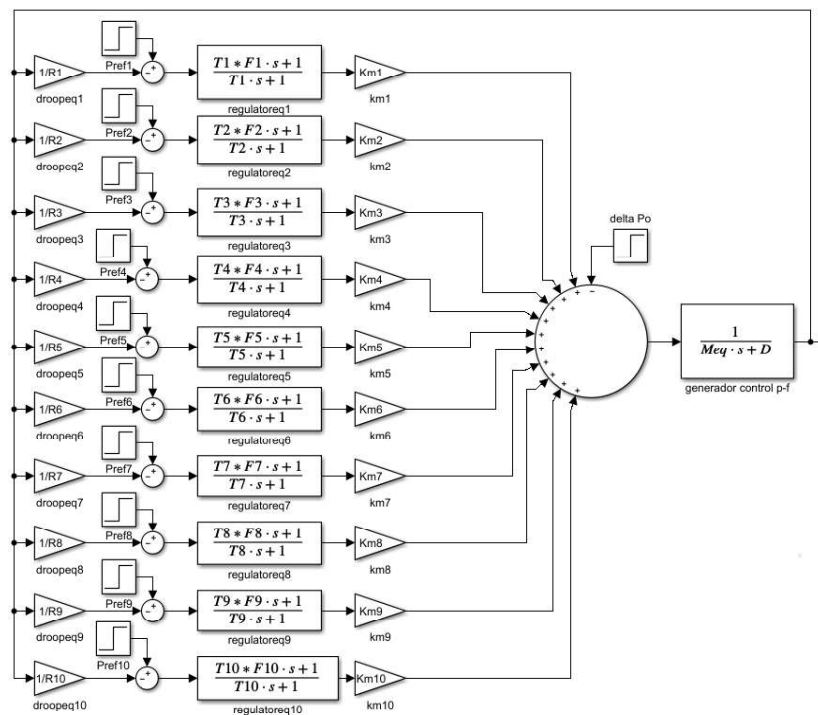


Figura 2.11. Modelo equivalente reducido de primer orden del sistema

Para resolver el modelo analítico es necesario desarrollar la Ecuación 1.34 y reemplazar las constantes calculadas y los parámetros de cada generador, de modo que para el sistema IEEE New England se obtiene la siguiente ecuación:

```

ans =

1306 s^10 + 7540 s^9 + 1.818e04 s^8 + 2.476e04 s^7 + 2.14e04 s^6 + 1.237e04 s^5 + 4866 s^4 + 1292 s^3 + 221.9 s^2
+ 22.32 s + 1

-----

2.044e06 s^11 + 1.266e07 s^10 + 3.475e07 s^9 + 5.736e07 s^8 + 6.359e07 s^7 + 4.952e07 s^6 + 2.744e07 s^5 + 1.076e07 s^4
+ 2.912e06 s^3 + 5.173e05 s^2 + 5.423e04 s + 2542

Continuous-time transfer function.

```

Figura 2.12. Ecuación de transferencia para el sistema IEEE de 39 barras

Después, se calcula el valor correspondiente los A_i residuos y p_i polos de la ecuación desarrollada. Para el sistema de prueba los residuos y polos son:

<pre> a = 1.0e-03 * -0.031470945721712 + 0.000000000000000000i 0.336329943165878 + 0.005132123116081i 0.336329943165878 - 0.005132123116081i -0.000546968957670 + 0.000000000000000000i -0.000218467950205 + 0.000000000000000000i -0.000006533401825 + 0.000000000000000000i -0.000037460719332 + 0.000000000000000000i -0.000108581683339 + 0.000000000000000000i -0.000608875219811 + 0.000000000000000000i -0.000552241234660 + 0.000000000000000000i -0.000291380396229 + 0.000000000000000000i </pre>	<pre> b = -1.875529453572366 + 0.000000000000000000i -0.477620661293187 + 0.725336653116379i -0.477620661293187 - 0.725336653116379i -0.538668715985519 + 0.000000000000000000i 0.504487888646769 + 0.000000000000000000i -0.446899318042703 + 0.000000000000000000i -0.432769397475313 + 0.000000000000000000i -0.395434176707677 + 0.000000000000000000i -0.368774656146200 + 0.000000000000000000i -0.346376786418677 + 0.000000000000000000i -0.331219769722046 + 0.000000000000000000i </pre>
a)	b)

Figura 2.13. a) Residuos b) Polos de la función de transferencia. Sistema IEEE New England

Los residuos y polos calculados se substituyen en la Ecuación 1.39, así como la variación total de potencia provocada por el desbalance ΔP_0 , y se procede a calcular el instante en el que sucede la MVTF. El resultado obtenido para el sistema IEEE New England es $t = 2,1357$ [s].

Finalmente, el valor de t se reemplaza en la Ecuación 1.37 y se obtiene $\Delta\omega_{max}$ en p.u. que al multiplicarla por el valor nominal de frecuencia se obtiene la MVTF en Hz. Para el sistema de prueba, el valor de la desviación de $\Delta f_{min} = -0,3323$ [Hz] que corresponde a una frecuencia mínima de $f_{min} = 59,7766$ [Hz].

2.3.4 RESULTADOS

En esta sección se presentan los resultados de MVTF y el TMVTF, obtenidos mediante la simulación en el dominio del tiempo del modelo completo y los valores calculados mediante el modelo analítico.

El archivo almacenado anteriormente (Figura 2.2.), corresponde a las curvas de frecuencia de los generadores ante el desbalance G - C, las mismas que presentan un resultado muy exacto por ser producto de la simulación del modelo completo empleando PowerFactory. En base a estas curvas de frecuencia se calcula la frecuencia del COI usada para propósitos de comparación.

La frecuencia (Hz) del COI se calcula mediante la Ecuación 1.31 en la cual se ingresan: los valores de inercia de cada generador calculadas sobre la base del sistema y los valores de frecuencia de cada generador que provienen del archivo de PowerFactory (Figura 2.2.)

En la Figura 2.14. se muestra la frecuencia del COI ante el evento de aumento de carga del 10%, en donde se observa que la frecuencia mínima alcanzada es 59,776 Hz que ocurre a los 2,1917 s.

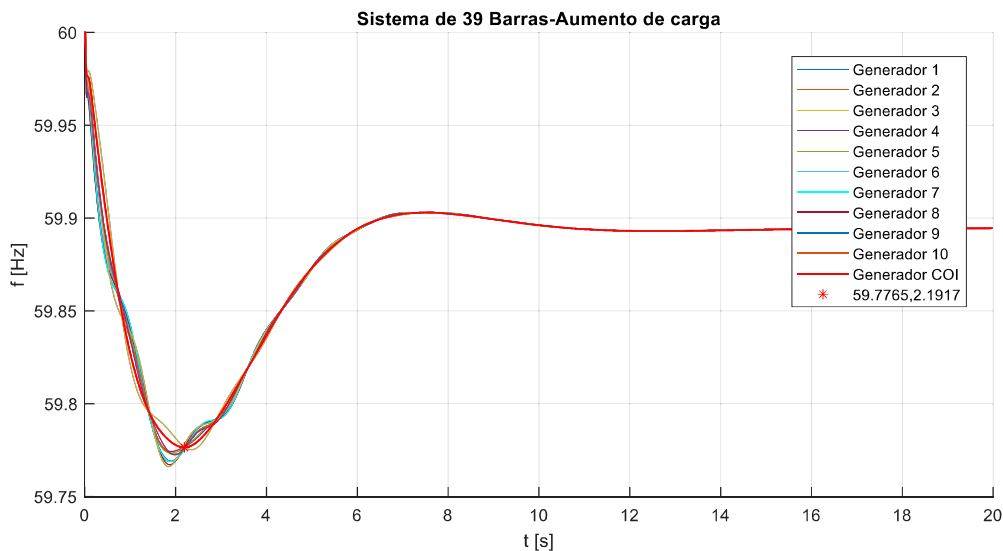


Figura 2.14. Frecuencia del COI del sistema de prueba IEEE de 39 barras

Para el sistema de prueba, en la Figura 2.15. se grafican: i) La frecuencia del COI (modelo completo), ii) La frecuencia obtenida del MERPO (modelo equivalente) con sus respectivos valores de frecuencia y tiempo de ocurrencia, y iii) Los valores de MVTF y TMVTF que resultan del modelo analítico.

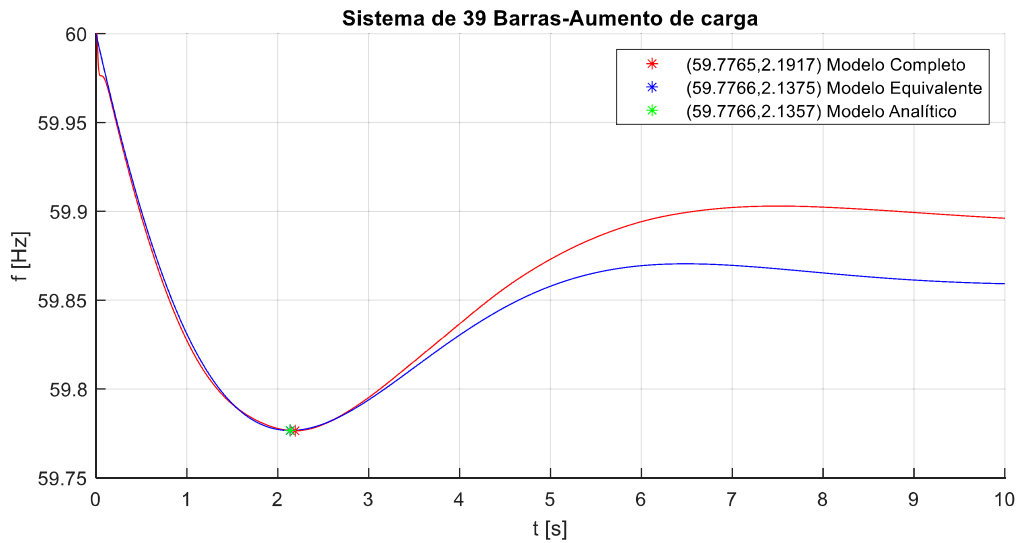


Figura 2.15. Representación de los modelos para el sistema de prueba IEEE de 39 barras

La comparación se presenta en la Tabla 2.4., en la que se muestra el porcentaje de error relativo (%ER) considerando los valores obtenidos del modelo completo como referencia.

Tabla 2.4. Frecuencia transitoria mínima y tiempo de ocurrencia de los modelos

Modelo	Completo	Analítico	%Error relativo
f_{\min} [Hz]	59,777	59,777	0,0
$t(f_{\min})$ [s]	2,193	2,136	2,55

En la Tabla 2.4 se aprecia que el resultado, en cuanto a frecuencia, del modelo analítico es igual al obtenido mediante el modelo completo. Mientras que, el instante de tiempo en el que ocurre la MVTF presenta una ligera diferencia; que corresponde al 2,55% de error relativo.

El diagrama de flujo completo de la metodología para el caso de aumento de carga del 10% a los 0 s se presenta en el Anexo B.

Se ha desarrollado otros casos de estudio para verificar los resultados de la metodología propuesta, y se los presenta a continuación:

Aumento del 10% de la potencia activa de la carga, a los 4 s

En este caso de estudio, el evento de aumento de carga del 10% de la potencia activa (592,34 MW) ocurre a los 4 s. De las simulaciones realizadas en PowerFactory se obtiene:

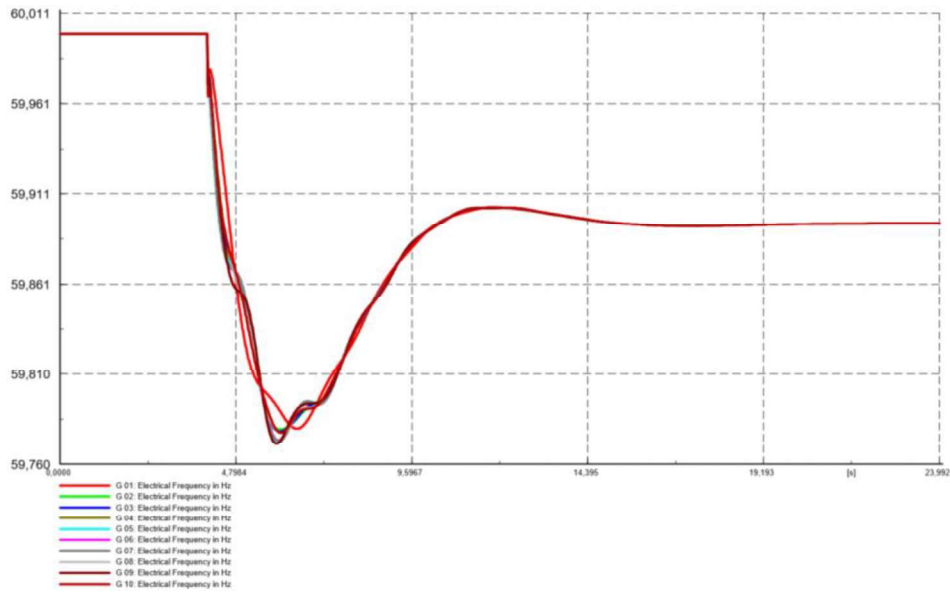


Figura 2.16. Curvas de frecuencias de los generadores del Sistema de 39 barras, eventos a los 4 s

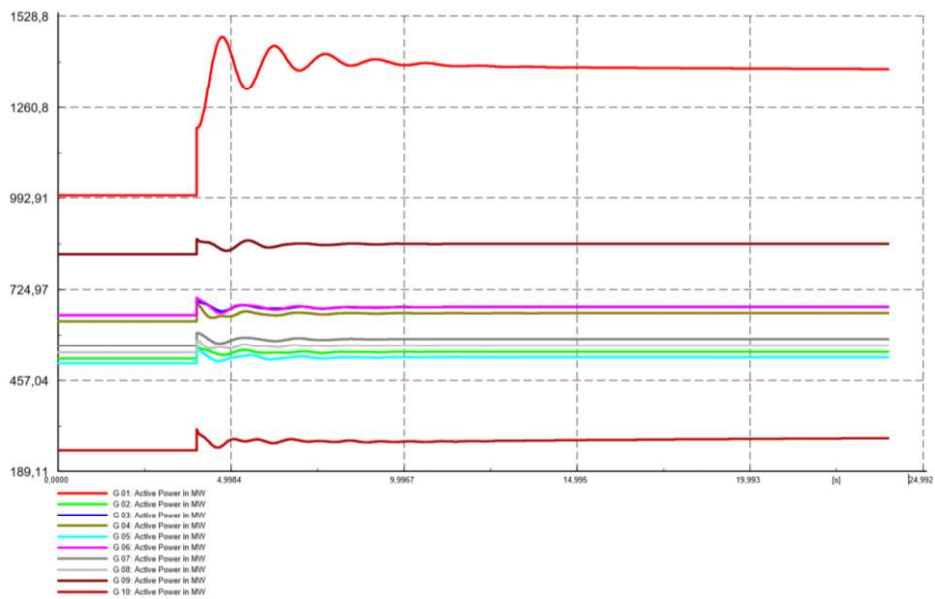


Figura 2.17. Curvas de potencia activa de los generadores del Sistema de 39 barras, evento a los 4 s

Los valores de potencia activa se toman a los 24 s incluyendo el tiempo en el que se realiza el evento ya que se observa, previa simulación, que en este tiempo se estabiliza la frecuencia. Al comparar la diferencia de potencia activa de las Tablas 2.2 y 2.5 se observa que sus valores son muy aproximados por lo cual el MERPO para la estimación de parámetros de cada generador, no tendrá una entrada diferente a la del caso anterior.

Tabla 2.5. Potencia activa inicial, final y diferencia de los generadores del sistema de 39 barras para el caso de aumento de carga a los 4s

Generador	Potencia Inicial	Potencia Final	Diferencia
	MW	MW	MW
G 01	1000,00	1374,86	374,86
G 02	520,81	541,76	20,95
G 03	650,00	673,94	23,94
G 04	632,00	655,95	23,95
G 05	508,00	525,96	17,96
G 06	650,00	673,96	23,96
G 07	560,00	580,95	20,95
G 08	540,00	560,96	20,96
G 09	830,00	859,93	29,93
G 10	250,00	284,90	34,90
Total	6140,81	6733,15	592,34

Aplicando la metodología propuesta y manteniendo los parámetros estimados (Km_i, F_i, T_i), de la Tabla 2.3, se obtienen los siguientes resultados:

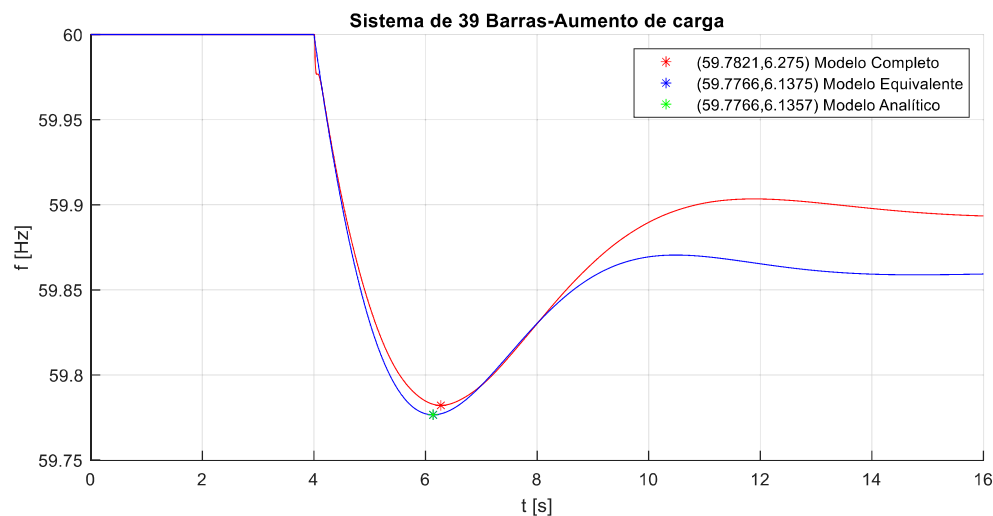


Figura 2.18. Representación de los modelos para el sistema de prueba IEEE de 39 barras, evento a los 4 s

En la Tabla 2.6, se presentan los resultados de frecuencia mínima, su tiempo de ocurrencia y el porcentaje de error para el presente caso de estudio.

Tabla 2.6. Frecuencia transitoria mínima y tiempo mínimo de los modelos.

Modelo	Completo	Analítico	%Error relativo
f_{\min} [Hz]	59,782	59,777	0,01
$t(f_{\min})$ [s]	6,275	6,136	2,22

De la Tabla 2.6 se concluye que, para la frecuencia, el %ER entre los dos modelos es de 0,009%, y mientras que el error, cuando se considera el tiempo de ocurrencia es de 2,22%, valores muy bajos.

Aumento de carga del sistema, con variación directamente de 10% de la carga total

En el caso de estudio anterior, la variación de potencia generada resultado de la simulación en PowerFactory es 592,34 MW, valor que fue ingresado al modelo equivalente reducido del sistema. Sin embargo, el 10% de la variación de potencia activa de la carga corresponde a 614 MW. La diferencia entre los dos valores mencionados ocurre debido a aspectos como la variación de pérdidas y la modelación de la carga, principalmente.

Al ingresar al modelo equivalente del sistema de prueba la variación de 614 MW y manteniendo los parámetros de los modelos reducidos de primer orden del caso anterior, se obtienen los siguientes resultados:

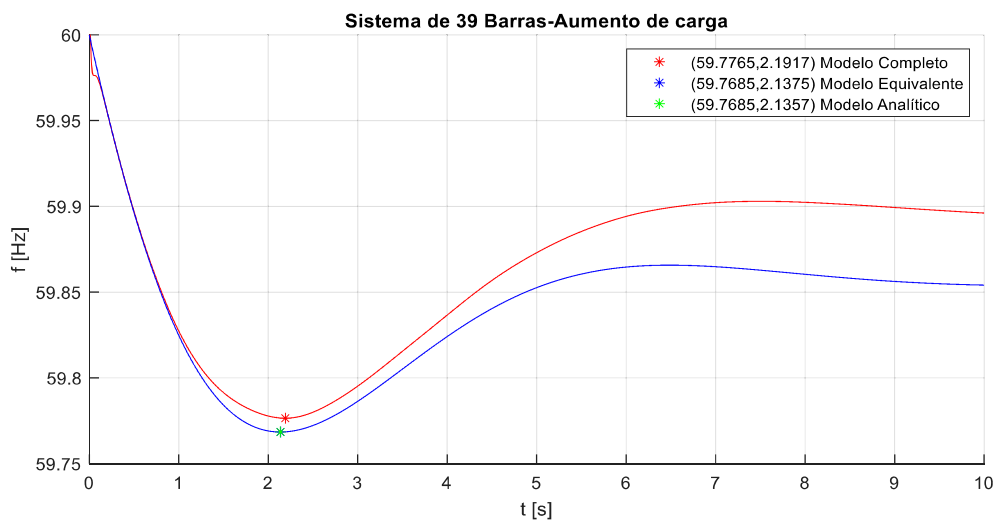


Figura 2.19. Representación de los modelos para el sistema de prueba IEEE de 39 barras, variación directa del 10% de potencia.

En la Tabla 2.7, se presentan los resultados de frecuencia mínima, su correspondiente tiempo y el %ER respecto al resultado de la simulación del modelo completo.

Tabla 2.7. Frecuencia transitoria mínima y tiempo mínimo de los modelos, variación directa del 10% de potencia.

Modelo	Completo	Analítico	%Error relativo
f_{\min} [Hz]	59,777	59,768	0,01
$t(f_{\min})$ [s]	2,192	2,136	2,56

En la Tabla 2.7. se observa que la frecuencia obtenida mediante el modelo analítico difiere ligeramente y presentan un %ER de 0,013% con respecto a la respuesta del modelo completo, error que aumentó en comparación con el 0% de error relativo que se presenta la Tabla 2.4.

Generador fuera de línea

El evento a estudiar es la salida del generador 8, a los 0 s. Los resultados obtenidos de la simulación en el dominio del tiempo empleando PowerFactory son:

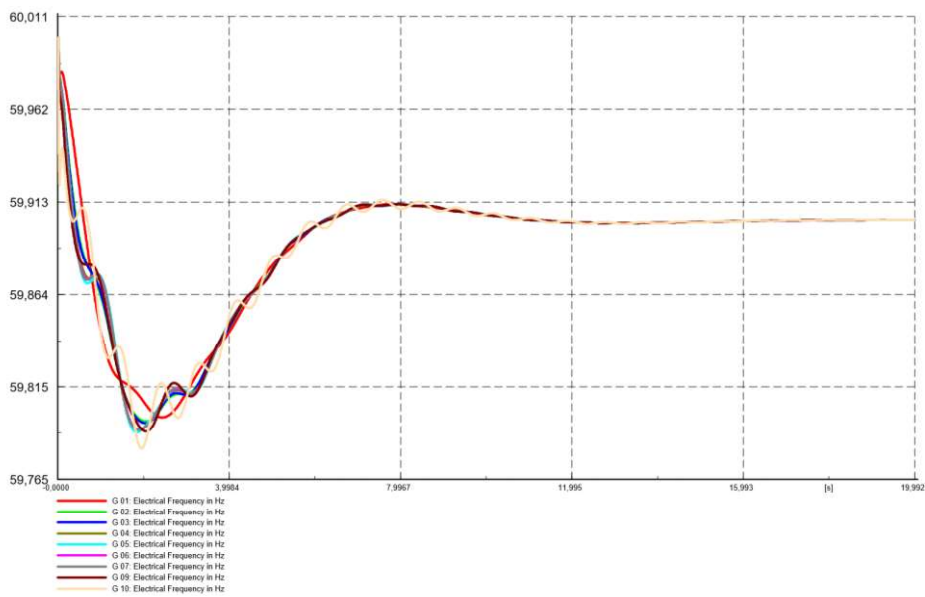


Figura 2.20. Curvas de frecuencias de los generadores del sistema, evento salida del generador 8

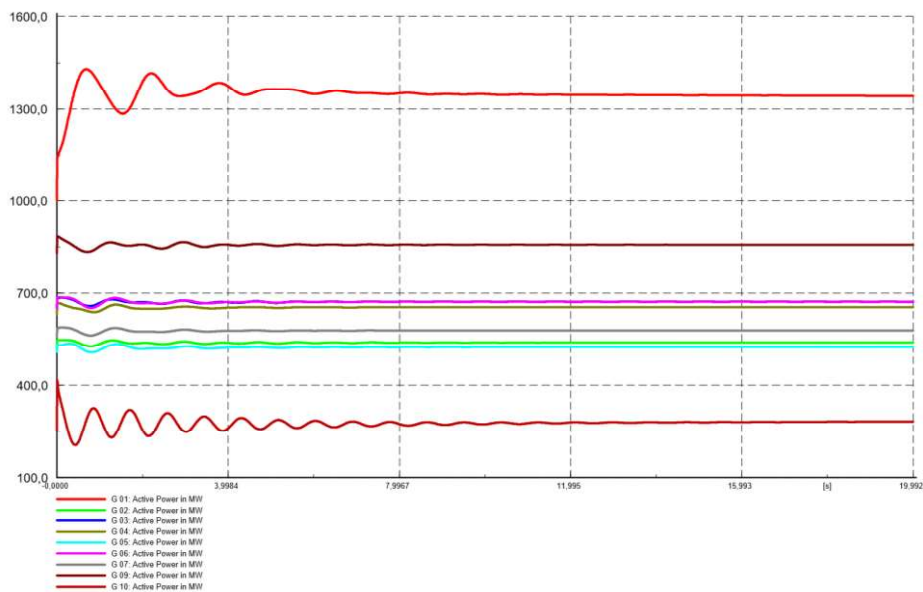


Figura 2.21. Curvas de potencia activa de los generadores del sistema, evento salida del generador 8

Tabla 2.8. Potencia activa inicial, final y diferencia de los generadores del sistema de 39 barras para el evento salida del generador 8

Generador	Potencia Inicial	Potencia Final	Diferencia
	MW	MW	MW
G 01	1000,00	1343,18	343,18
G 02	520,81	539,98	19,17
G 03	650,00	671,91	21,91
G 04	632,00	653,92	21,92
G 05	508,00	524,43	16,43
G 06	650,00	671,92	21,92
G 07	560,00	579,18	19,18
G 08	540,00	0	-
G 09	830,00	857,40	27,40
G 10	250,00	282,12	32,12
Total	6140,81	6124,03	523,22

Se debe mencionar que los valores de potencia activa se guardan a los 20 s después de que suceda el evento.

El modelo equivalente reducido del sistema para el presente caso, se conforma por los 9 generadores restantes, Figura 2.22.

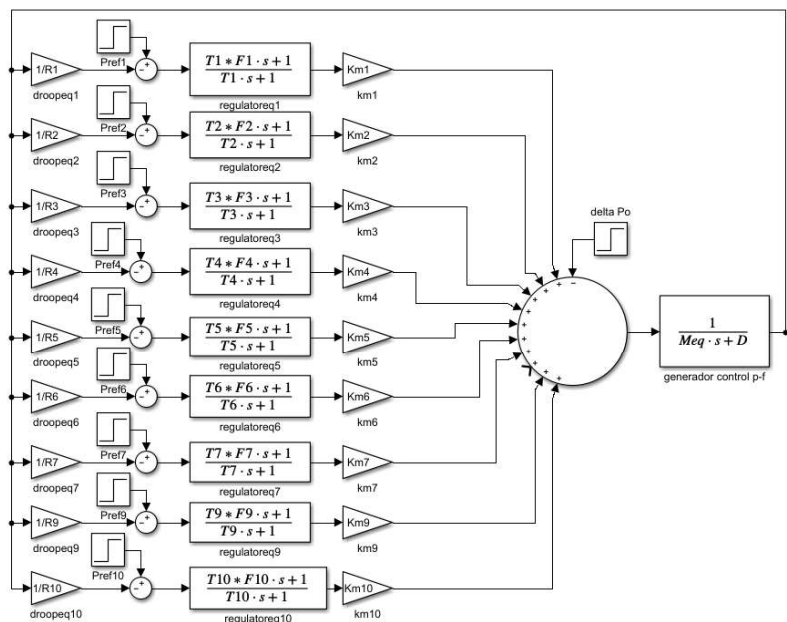


Figura 2.22. Sistema equivalente reducido de 1er orden del sistema, evento salida del generador 8

En la Figura 2.23. y en la Tabla 2.9. se presentan los resultados de los modelos completo y analítico. Para obtener los resultados de frecuencia y tiempo del modelo analítico se utiliza como variación de potencia debido al desbalance ΔP_0 el valor de la variación total de

potencia activa en p.u. del sistema cuando sale de línea el generador 8 y se mantienen valores de los parámetros estimados (Km_i, F_i, T_i) de la Tabla 2.3, tabla que corresponde al evento del aumento del 10% de potencia a los 0 s.

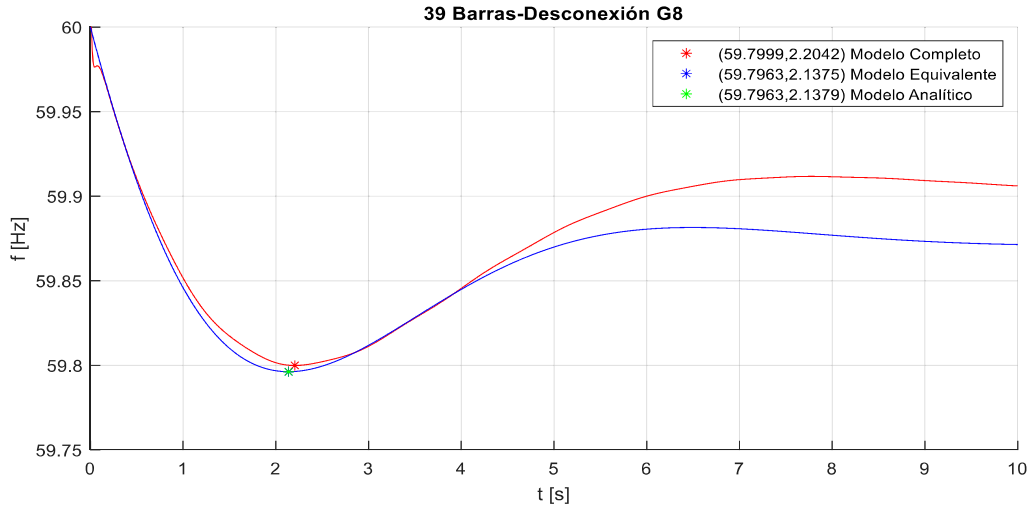


Figura 2.23. Representación de los modelos para el sistema de prueba IEEE de 39 barras, evento salida del generador 8

Tabla 2.9. Frecuencia transitoria mínima y tiempo mínimo con los mismos parámetros, evento salida del generador 8

Modelo	Completo	Analítico	%Error relativo
f_{min} [Hz]	59,800	59,796	0,01
$t(f_{min})$ [s]	2,204	2,138	3,01

Al comparar la diferencia de potencia activa de las Tablas 2.2. y 2.8. se observa que los valores de potencia cambian por tal razón, es necesario modificar la variación de potencia que ingresa en el MERPO de cada generador con lo cual se obtienen los siguientes parámetros:

Tabla 2.10. Parámetros del MERPO de los generadores, para el caso salida del generador 8

Generador	Km	T	F
G 01	0,8097	2,2008	0,2921
G 02	0,8057	1,9735	0,3588
G 03	0,7992	2,9283	0,2390
G 04	0,7946	2,8830	0,2399
G 05	0,7926	2,8730	0,2398

Generador	<i>Km</i>	<i>T</i>	<i>F</i>
G 06	0,8134	3,0503	0,2381
G 07	0,7379	2,4482	0,2484
G 08	-	-	-
G 09	0,6528	1,839	0,2622
G 10	0,5131	0,5828	-0,2974

Al analizar los resultados de la Tabla 2.11, se encuentra que los parámetros de los generadores 4, 5, 7 y 10 difieren ligeramente, esta diferencia es más notoria en los generadores 5 y 10.

Tabla 2.11. Parámetros del MERPO de los generadores, para los casos de estudio

Generador	Aumento de carga			Salida del generador		
	<i>Km</i>	<i>T</i>	<i>F</i>	<i>Km</i>	<i>T</i>	<i>F</i>
G 01	0,8092	2,1966	0,2920	0,8097	2,2008	0,2921
G 02	0,8055	1,9717	0,3587	0,8057	1,9735	0,3588
G 03	0,7987	2,9228	0,2389	0,7992	2,9283	0,2390
G 04	0,777	2,7446	0,2424	0,7946	2,8830	0,2399
G 05	0,6942	2,5356	0,2916	0,7926	2,8730	0,2398
G 06	0,8130	3,0465	0,2380	0,8134	3,0503	0,2381
G 07	0,7216	2,3162	0,2493	0,7379	2,4482	0,2484
G 08	0,7088	2,2398	0,2544	-	-	-
G 09	0,6528	1,839	0,2622	0,6528	1,839	0,2622
G 10	0,5009	0,5098	-0,4501	0,5131	0,5828	-0,2974

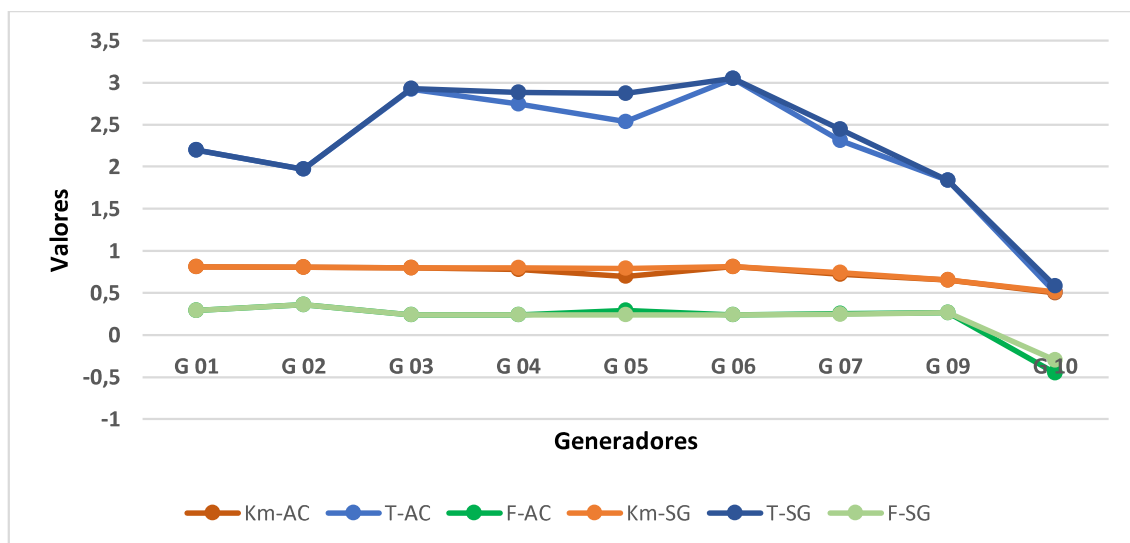


Figura 2.24. Parámetros estimados de los casos de estudio: Aumento de carga del 10% (AC) y salida del generador 8 (SG)

Al sobreponer las curvas de la salida $\Delta\omega$ del MERPO de los generadores 4, 5, 7 y 10, Figuras 2.25, 2.26, 2.27 y 2.28 respectivamente, para los parámetros estimados de los dos casos de estudio, se aprecia que tienen similar forma, MVTF y TMVTF, a excepción de los generadores 5 y 10, esto se debe al cambio de todos los parámetros estimados (Km, T y F) del modelo de cada generador, es decir que la variación de los tres parámetros se ve reflejada en la compensación de un parámetro con otro.

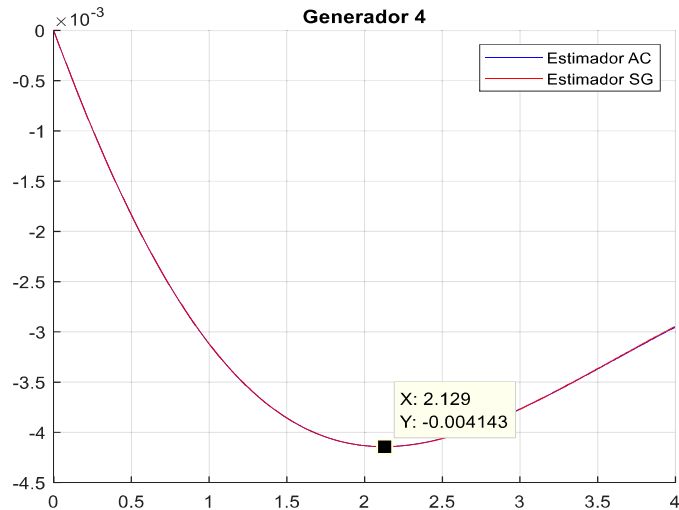


Figura 2.25. Salida del modelo reducido de 1er orden - generador 4 para los parámetros estimados de los casos de estudio: Aumento de carga del 10% (AC) y salida del generador 8 (SG)

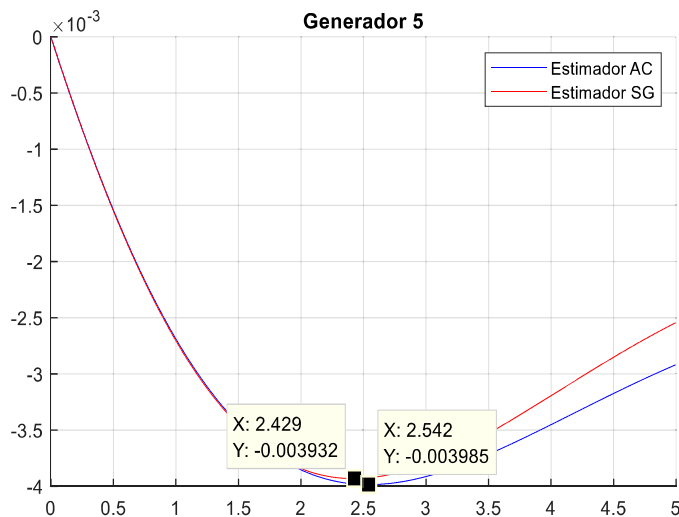


Figura 2.26. Salida del modelo reducido de 1er orden - generador 5 para los parámetros estimados de los casos de estudio: Aumento de carga del 10% (AC) y salida del generador 8 (SG)

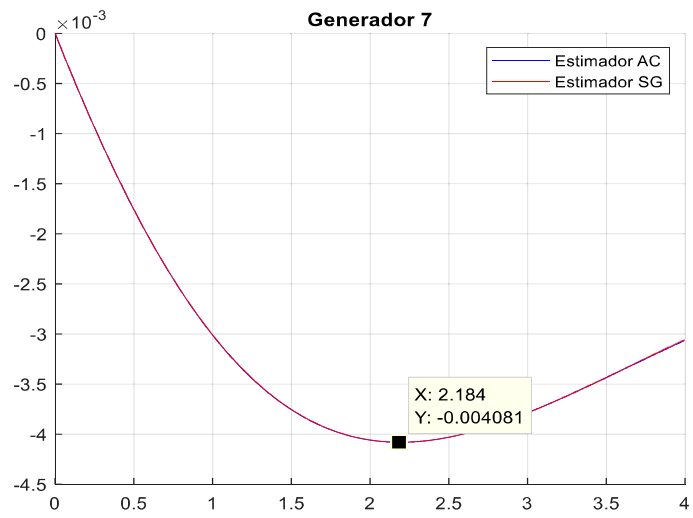


Figura 2.27. Salida del modelo reducido de 1er orden - generador 7 para los parámetros estimados de los casos de estudio: Aumento de carga del 10% (AC) y salida del generador 8 (SG)

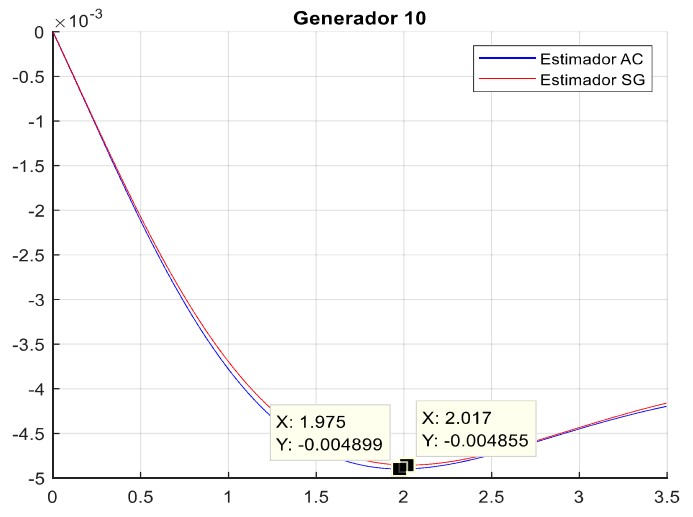


Figura 2.28. Salida del modelo reducido de 1er orden - generador 10 para los parámetros estimados de los casos de estudio: Aumento de carga del 10% (AC) y salida del generador 8 (SG)

A continuación, se presentan los resultados cuando se desconecta el generador 8, en los que se incluyen los parámetros estimados de la Tabla 2.10., para analizar el impacto de los parámetros estimados de los generadores 5 y 10.

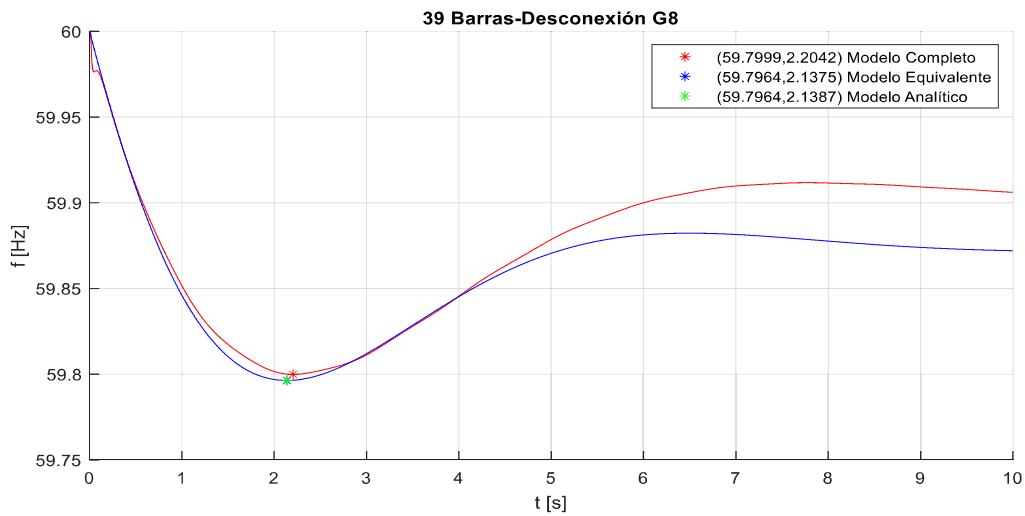


Figura 2.29. Representación de los modelos para el sistema de prueba IEEE de 39 con los nuevos parámetros, evento salida del generador 8

Tabla 2.12. Frecuencia transitoria mínima y tiempo mínimo con los nuevos parámetros, evento salida del generador 8

Modelo	Completo	Analítico	%Error relativo
f_{\min} [Hz]	59,7999	59,7963	0,006
$t(f_{\min})$ [s]	2,2042	2,1387	2,972

Al comparar los resultados de las Tablas 2.9 y 2.12 se observa que el %ER en frecuencia se mantiene; sin embargo, el tiempo en el ocurre la frecuencia mínima presenta un menor error relativo (2,972%) en el modelo analítico que ocupa los nuevos parámetros, estimados específicamente para el caso de estudio salida del generador 8, con respecto al %ER (3,005%) del modelo analítico que mantiene los parámetros del caso de estudio aumento de carga del 10% de potencia activa. Estos errores relativos presentan valores aproximados y difieren en 0,033% es decir que el impacto de los parámetros estimados de los generadores 5 y 10, no influyen significativamente en la salida del MERPO del sistema.

3. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA AL SNI

La metodología desarrollada en el presente trabajo de titulación, se aplica al Sistema Nacional Interconectado (**SNI**) ecuatoriano. El estudio parte de los despachos típicos para un día laborable y de los modelos dinámicos proporcionados por el Operador Nacional de Electricidad (CENACE). El sistema se modela y simula en el programa PowerFactory de DigSilent.

A continuación, se describirán los escenarios operativos a ser estudiados, para luego aplicar la metodología propuesta a dichos casos de estudio, y finalmente, presentar el análisis de los resultados obtenidos.

3.1 DESCRIPCIÓN DE LOS ESCENARIOS

Se consideran dos casos de estudio: i) Demanda máxima en estación lluviosa, con predominio de generación hidráulica, y ii) Demanda máxima en estación seca, donde la penetración de generación térmica aumenta. Es así que, para el escenario lluvioso se considera el despacho del día 13 de marzo del 2019 a las 19:30, mientras que para el escenario seco se considera el despacho del día 24 de octubre del 2018, a las 19:30.

3.1.1 ESCENARIO SECO – DEMANDA MÁXIMA

Las condiciones iniciales de operación de unidades de generación, en el escenario seco, están dadas por el despacho programado para las 19:00 pm y se muestra en el Anexo C. En este escenario, el SNI se encuentra conectado al sistema eléctrico colombiano importando un total de 29,90 MW a través del enlace Pomasqui – Jamondino 230 kV, mientras que la generación total de la Central Paute – Molino es 698,22 MW.

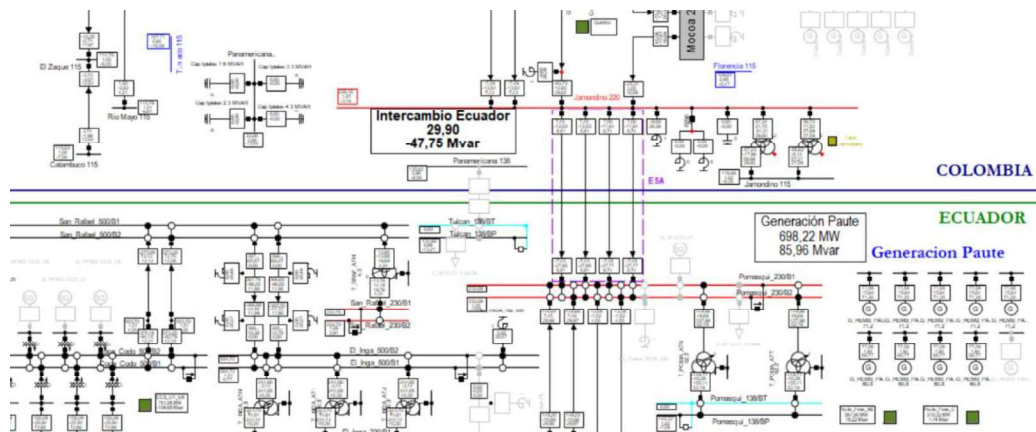


Figura 3.1. Interconexión Ecuador – Colombia, escenario seco – demanda máxima

En el presente estudio, se reemplaza al sistema eléctrico colombiano con un equivalente dinámico desarrollado en [29], debido a que el alcance de presente trabajo de titulación se centra en el SNI ecuatoriano. El equivalente dinámico del sistema colombiano, para este escenario, está representado por un generador equivalente.

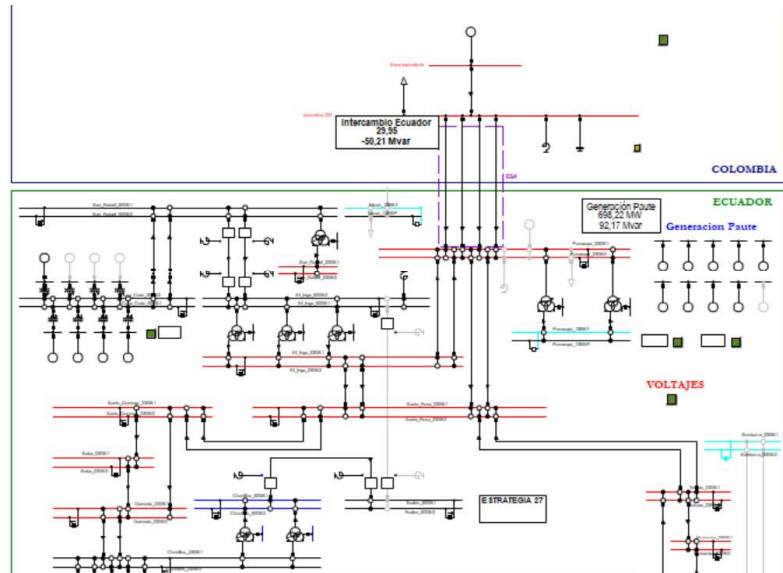


Figura 3.2. Interconexión Ecuador – Colombia, escenario seco – demanda máxima

3.1.2 ESCENARIO LLUVIOSO – DEMANDA MÁXIMA

El despacho programado de las unidades de generación, para el escenario lluvioso en condiciones de demanda máxima se muestran en el Anexo D. En este escenario, el SNI se encuentra conectado al sistema eléctrico colombiano, exportando a través del enlace Pomasqui – Jamondino 230 kV, un total de 300,60 MW. La generación total de la central Paute – Molino es de 912,50 MW.

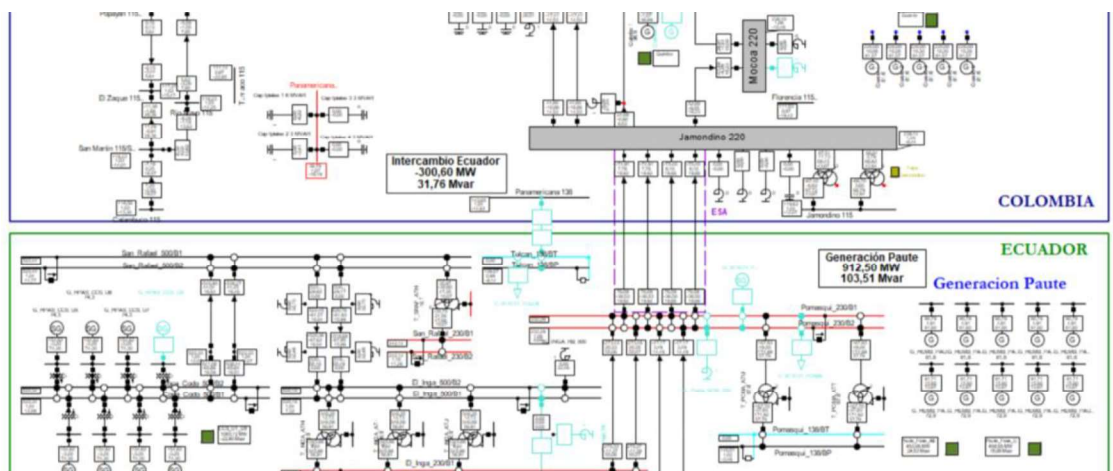


Figura 3.3. Interconexión Ecuador – Colombia, escenario lluvioso – demanda máxima .

En este escenario, el sistema eléctrico colombiano se representa mediante una carga equivalente.

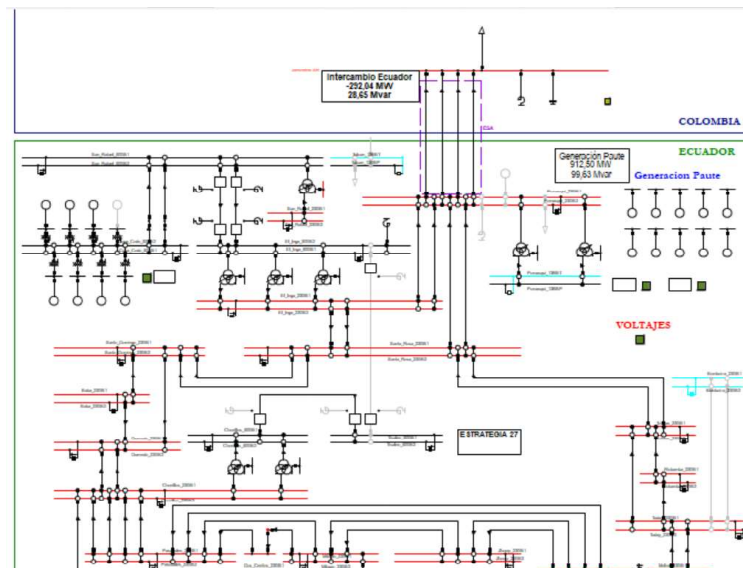


Figura 3.4. Interconexión Ecuador – Colombia, escenario lluvioso – demanda máxima

3.2 SELECCIÓN DE LOS GENERADORES DEL SNI

Los casos de estudio analizados contienen: 110 unidades de generación activas para el escenario lluvioso, y, 117 unidades de generación activas para el escenario seco, lo que significa estructurar un modelo equivalente reducido del sistema bastante complejo, de gran tamaño y tiempo de cálculo considerable. Por estas razones, resulta conveniente elegir un conjunto reducido de generadores que representen el comportamiento del sistema; con este fin, en la Tabla 3.1. se muestra el aporte real de las unidades de generación a la RPF [8], información estadística obtenida de los reportes de falla relevantes durante el período de enero de 2014 a febrero 2019.

Tabla 3.1. Estadística de la participación de las unidades en la RPF

No.	EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	Aporte promedio de RPF (MW)
1	CELEC - ELECTROGUAYAS	Gonzalo Zevallos	TV2	0,84
2	CELEC - ELECTROGUAYAS	Gonzalo Zevallos	TV3	0,84
3	CELEC - ELECTROGUAYAS	Gas Gonzalo Zevallos	TG4	0,09
4	CELEC - ELECTROGUAYAS	Enrique García	Unidad	0,46
5	CELEC - ELECTROGUAYAS	Trinitaria	Unidad	1,01
6	CELEC - HIDROAGOYÁN	Central Agoyán	U1	0,88
7	CELEC - HIDROAGOYÁN	Central Agoyán	U2	0,82
8	CELEC - HIDROAGOYÁN	Central San Francisco	U1	0,83

No.	EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	Aporte promedio de RPF (MW)
9	CELEC - HIDROAGOYÁN	Central San Francisco	U2	0,78
10	CELEC EP- HIDROAGOYÁN	Central Pucará	U1	0,68
11	CELEC EP- HIDROAGOYÁN	Central Pucará	U2	0,68
12	CELEC - HIDROPAUTE	Central Paute	U01	0,95
13	CELEC - HIDROPAUTE	Central Paute	U02	1,12
14	CELEC - HIDROPAUTE	Central Paute	U03	1,04
15	CELEC - HIDROPAUTE	Central Paute	U04	1,13
16	CELEC - HIDROPAUTE	Central Paute	U05	1,11
17	CELEC - HIDROPAUTE	Central Paute	U06	1,15
18	CELEC - HIDROPAUTE	Central Paute	U07	0,96
19	CELEC - HIDROPAUTE	Central Paute	U08	1,1
20	CELEC - HIDROPAUTE	Central Paute	U09	0,87
21	CELEC - HIDROPAUTE	Central Paute	U10	0,85
22	CELEC - HIDROPAUTE	Central Mazar	U1	0,92
23	CELEC - HIDROPAUTE	Central Mazar	U2	0,89
24	CELEC-TERMOGAS MACHALA	Machala Gas	TG U1	0,36
25	CELEC-TERMOGAS MACHALA	Machala Gas	TG U1B	0,52
26	CELEC-TERMOGAS MACHALA	Machala Gas	TG U2	0,88
27	CELEC - TERMOPICHINCHA	Jivino 3	U1	0,61
28	CELEC - TERMOPICHINCHA	Jivino 3	U2	0,61
29	CELEC - TERMOPICHINCHA	Jivino 3	U3	0,54
30	CELEC - TERMOPICHINCHA	Jivino 3	U4	0,57
31	CELEC - TERMOPICHINCHA	Santa Rosa	TG1	0,05
32	CELEC - TERMOPICHINCHA	Santa Rosa	TG2	0,03
33	CELEC - TERMOPICHINCHA	Santa Rosa	TG3	0,04
34	ELECTROQUIL	Central Electroquil 2	U2	0,08
35	GENEROCA	Rocafuerte	U1	0,05
36	GENEROCA	Rocafuerte	U2	0,05
37	GENEROCA	Rocafuerte	U3	0,05
38	GENEROCA	Rocafuerte	U4	0,05
39	GENEROCA	Rocafuerte	U5	0,03
40	GENEROCA	Rocafuerte	U6	0,07
41	GENEROCA	Rocafuerte	U7	0,05
42	GENEROCA	Rocafuerte	U8	0,04
43	HIDROABANICO	Central Hidroabanico	U1	0,07
44	HIDROABANICO	Central Hidroabanico	U2	0,07
45	HIDROABANICO	Central Hidroabanico	U3	0,07
46	HIDROABANICO	Central Hidroabanico	U4	0,08
47	HIDROABANICO	Central Hidroabanico	U5	0,07
48	HIDRONACIÓN	Marcel Laniado de Wind	U1	0,7

No.	EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	Aporte promedio de RPF (MW)
49	HIDRONACIÓN	Marcel Laniado de Wind	U2	0,69
50	HIDRONACIÓN	Marcel Laniado de Wind	U3	0,73
51	CELEC-TERMOESMERALDAS	Esmeraldas	Unidad	0,9
52	CELEC-TERMOESMERALDAS	Esmeraldas II	U1	0,71
53	CELEC-TERMOESMERALDAS	Esmeraldas II	U2	0,67
54	CELEC-TERMOESMERALDAS	Jaramijó	U1	1,2
55	COCA CODO SINCALIR	Manduriacu	U1	0,26
56	COCA CODO SINCALIR	Manduriacu	U2	0,25
57	COCA CODO SINCALIR	Coca Codo Sinclair	U1	0,54
58	COCA CODO SINCALIR	Coca Codo Sinclair	U2	0,84
59	COCA CODO SINCALIR	Coca Codo Sinclair	U3	1,02
60	COCA CODO SINCALIR	Coca Codo Sinclair	U4	0,49
61	COCA CODO SINCALIR	Coca Codo Sinclair	U5	0,53
62	COCA CODO SINCALIR	Coca Codo Sinclair	U6	0,48
63	COCA CODO SINCALIR	Coca Codo Sinclair	U7	0,42
64	COCA CODO SINCALIR	Coca Codo Sinclair	U8	0,48
65	HIDROPAUTE	Sopladora	U1	0,44
66	HIDROPAUTE	Sopladora	U2	0,62
67	HIDROPAUTE	Sopladora	U3	0,34
68	HIDROSIGCHOS C.A.	Sigchos	U1	0,04
69	HIDROSIGCHOS C.A.	Sigchos	U2	0,05
70	HIDROSIGCHOS C.A.	Sigchos	U3	0,04

En el modelo equivalente reducido se asume que no existe control secundario $\Delta P_{ref} = 0$, es decir, solo representa al control primario de frecuencia y por lo tanto al comportamiento de la frecuencia ante un desbalance generación – carga durante la actuación de la RPF. Por tal motivo, se emplea la información de aporte promedio a la RPF para la selección de generadores obtenida de [8] y mostrada en la Tabla 3.1.

La elección del grupo de generadores que formarán parte del MERPO del sistema se realiza mediante la Tabla 3.2, construida en base de la Tabla 3.1. Para construir la Tabla 3.2. primero se calcula el aporte promedio total de RPF (37,48 MW) calculado como la suma de las potencias (MW) que aporta cada generador que participan en la RPF; después, se calcula el aporte promedio acumulado, en base del cual se obtienen los porcentajes de aporte promedio acumulado a la RPF.

Tabla 3.2. Porcentaje del aporte promedio acumulado de participación de las unidades en la RPF

No.	CENTRAL	UNIDAD	Aporte promedio a la RPF (MW)	Aporte promedio acumulado a la RPF (MW)	Aporte promedio acumulado a la RPF (%)
1	Jaramijó	U1	1,2	1,2	3,2
2	Central Paute	U06	1,15	2,35	6,27
3	Central Paute	U04	1,13	3,48	9,28
4	Central Paute	U02	1,12	4,6	12,27
5	Central Paute	U05	1,11	5,71	15,23
6	Central Paute	U08	1,1	6,81	18,17
7	Central Paute	U03	1,04	7,85	20,94
8	Coca Codo Sinclair	U3	1,02	8,87	23,67
9	Trinitaria	Unidad	1,01	9,88	26,36
10	Central Paute	U07	0,96	10,84	28,92
11	Central Paute	U01	0,95	11,79	31,46
12	Central Mazar	U1	0,92	12,71	33,91
13	Esmeraldas	Unidad	0,9	13,61	36,31
14	Central Mazar	U2	0,89	14,5	38,69
15	Central Agoyán	U1	0,88	15,38	41,04
16	Machala Gas	TG U2	0,88	16,26	43,38
17	Central Paute	U09	0,87	17,13	45,7
18	Central Paute	U10	0,85	17,98	47,97
19	Gonzalo Zevallos	TV2	0,84	18,82	50,21
20	Gonzalo Zevallos	TV3	0,84	19,66	52,45
21	Coca Codo Sinclair	U2	0,84	20,5	54,7
22	Central San Francisco	U1	0,83	21,33	56,91
23	Central Agoyán	U2	0,82	22,15	59,1
24	Central San Francisco	U2	0,78	22,93	61,18
25	Marcel Laniado de Wind	U3	0,73	23,66	63,13
26	Esmeraldas II	U1	0,71	24,37	65,02
27	Marcel Laniado de Wind	U1	0,7	25,07	66,89
28	Marcel Laniado de Wind	U2	0,69	25,76	68,73
29	Central Pucará	U1	0,68	26,44	70,54
30	Central Pucará	U2	0,68	27,12	72,36
31	Esmeraldas II	U2	0,67	27,79	74,15
32	Sopladora	U2	0,62	28,41	75,8
33	Jivino 3	U1	0,61	29,02	77,43
34	Jivino 3	U2	0,61	29,63	79,06
35	Jivino 3	U4	0,57	30,2	80,58

No.	CENTRAL	UNIDAD	Aporte promedio a la RPF (MW)	Aporte promedio acumulado a la RPF (MW)	Aporte promedio acumulado a la RPF (%)
36	Jivino 3	U3	0,54	30,74	82,02
37	Coca Codo Sinclair	U1	0,54	31,28	83,46
38	Coca Codo Sinclair	U5	0,53	31,81	84,87
39	Machala Gas	TG U1B	0,52	32,33	86,26
40	Coca Codo Sinclair	U4	0,49	32,82	87,57
41	Coca Codo Sinclair	U6	0,48	33,3	88,85
42	Coca Codo Sinclair	U8	0,48	33,78	90,13
43	Enrique García	Unidad	0,46	34,24	91,36
44	Sopladora	U1	0,44	34,68	92,53
45	Coca Codo Sinclair	U7	0,42	35,1	93,65
46	Machala Gas	TG U1	0,36	35,46	94,61
47	Sopladora	U3	0,34	35,8	95,52
48	Manduriacu	U1	0,26	36,06	96,21
49	Manduriacu	U2	0,25	36,31	96,88
50	Gas Gonzalo Zevallos	TG4	0,09	36,4	97,12
51	Central Electroquil 2	U2	0,08	36,48	97,33
52	Central Hidroabanico	U4	0,08	36,56	97,55
53	Rocafuerte	U6	0,07	36,63	97,73
54	Central Hidroabanico	U1	0,07	36,7	97,92
55	Central Hidroabanico	U2	0,07	36,77	98,11
56	Central Hidroabanico	U3	0,07	36,84	98,29
57	Central Hidroabanico	U5	0,07	36,91	98,48
58	Santa Rosa	TG1	0,05	36,96	98,61
59	Rocafuerte	U1	0,05	37,01	98,75
60	Rocafuerte	U2	0,05	37,06	98,88
61	Rocafuerte	U3	0,05	37,11	99,01
62	Rocafuerte	U4	0,05	37,16	99,15
63	Rocafuerte	U7	0,05	37,21	99,28
64	Sigchos	U2	0,05	37,26	99,41
65	Santa Rosa	TG3	0,04	37,3	99,52
66	Rocafuerte	U8	0,04	37,34	99,63
67	Sigchos	U1	0,04	37,38	99,73
68	Sigchos	U3	0,04	37,42	99,84
69	Santa Rosa	TG2	0,03	37,45	99,92
70	Rocafuerte	U5	0,03	37,48	100

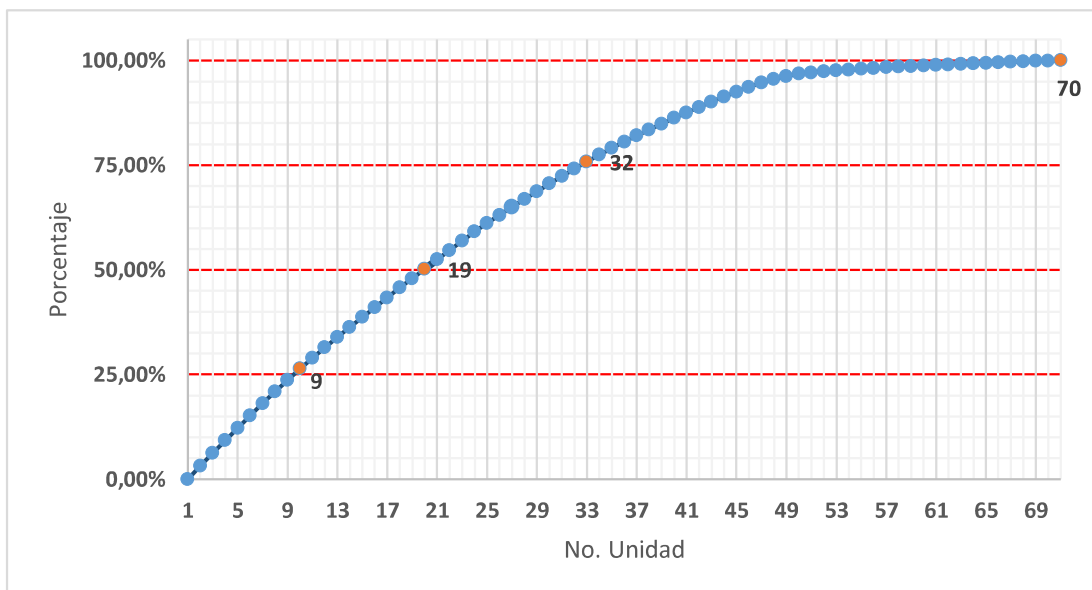


Figura 3.5. Curva de los porcentajes del aporte promedio de la RPF total

En la Figura 3.5 se observa que aproximadamente el 25% de aporte promedio a la RPF corresponde los generadores que se encuentran desde la central Jaramijó Unidad 1 hasta la central Trinitaria, el 50% hasta la central Gonzalo Zevallos Unidad 2, aproximadamente el 75% hasta el generador Sopladora Unidad 2 y el 100% lo conforman todos los generados que se presentan en la lista de la Tabla 3.2.

Al aplicar la metodología en simulaciones previas, en los dos escenarios de estudio, se determina que al elegir los generadores que corresponden al 75% de aporte promedio acumulado a la RPF, se obtiene un menor %ER entre la frecuencia (mínima/máxima) y su tiempo de ocurrencia de la simulación en PowerFactory y la respuesta que se obtiene del MERPO. A continuación, en la Tabla 3.3. se muestra la lista de las unidades que se utilizarán en la aplicación de la metodología propuesta al SNI (75%).

Tabla 3.3. Unidades de generación para la aplicación de la metodología propuesta al SNI

CENTRAL	UNIDAD	Aporte promedio de RPF (MW)
Jaramijó	U1	1,2
Central Paute	U06	1,15
Central Paute	U04	1,13
Central Paute	U02	1,12
Central Paute	U05	1,11
Central Paute	U08	1,1
Central Paute	U03	1,04

CENTRAL	UNIDAD	Aporte promedio de RPF (MW)
Coca Codo Sinclair	U3	1,02
Trinitaria	Unidad	1,01
Central Paute	U07	0,96
Central Paute	U01	0,95
Central Mazar	U1	0,92
Esmeraldas	Unidad	0,9
Central Mazar	U2	0,89
Central Agoyán	U1	0,88
Machala Gas	TG U2	0,88
Central Paute	U09	0,87
Central Paute	U10	0,85
Gonzalo Zevallos	TV2	0,84
Gonzalo Zevallos	TV3	0,84
Coca Codo Sinclair	U2	0,84
Central San Francisco	U1	0,83
Central Agoyán	U2	0,82
Central San Francisco	U2	0,78
Marcel Laniado de Wind	U3	0,73
Esmeraldas II	U1	0,71
Marcel Laniado de Wind	U1	0,7
Marcel Laniado de Wind	U2	0,69
Central Pucará	U1	0,68
Central Pucará	U2	0,68
Esmeraldas II	U2	0,67
Sopladora	U2	0,62

3.3 CASOS DE ESTUDIO

Para los escenarios seco y lluvioso, el evento a simular es la salida, a los 0 s, de la línea de transmisión (*L/T*) Pomasqui – Jamondino 230 kV, (Interconexión Ecuador – Colombia). En el primer caso, la salida de la L/T representa pérdida de generación en el sistema ecuatoriano, con la consiguiente caída de frecuencia; mientras que, en el segundo caso, implica pérdida de carga, con el consiguiente aumento de frecuencia. En ambos casos, la salida de la L/T Pomasqui – Jamondino 230 kV implica estudiar la evolución de la frecuencia del sistema eléctrico ecuatoriano solamente.

El estatismo de las unidades de generación antes seleccionadas, junto con su inercia expresada respecto de la potencia activa nominal de cada generador, se muestran en la Tabla 3.4. [8].

Tabla 3.4. Estatismos declarados e inercias de las unidades de generación seleccionadas

CENTRAL	UNIDAD	Estatismo (%)	Inercia (s)
Jaramijó	U1	4,00	1,26
Central Paute	U01	4,00	4,00
Central Paute	U02	4,00	4,00
Central Paute	U03	4,00	4,00
Central Paute	U04	4,00	4,00
Central Paute	U05	4,00	4,00
Central Paute	U06	4,67	3,41
Coca Codo Sinclair	U3	4,00	7,41
Trinitaria	Unidad	4,85	1,51
Central Paute	U07	6,92	3,41
Central Paute	U08	5,41	3,41
Central Mazar	U1	5,00	3,66
Esmeraldas	Unidad	5,16	6,07
Central Mazar	U2	5,00	3,66
Central Agoyán	U1	5,15	3,47
Machala Gas	TG U2	4,65	2,18
Central Paute	U09	5,99	3,41
Central Paute	U10	4,76	3,41
Gonzalo Zevallos	TV2	4,53	7,02
Gonzalo Zevallos	TV3	4,98	7,02
Coca Codo Sinclair	U2	4,00	4,41
Central San Francisco	U1	5,00	4,02
Central Agoyán	U2	4,58	3,47
Central San Francisco	U2	5,00	4,02
Marcel Laniado de Wind	U1	3,17	5,89
Esmeraldas II	U1	4,00	9,89
Marcel Laniado de Wind	U2	3,24	5,89
Marcel Laniado de Wind	U3	3,10	5,89
Central Pucará	U1	5,00	3,06
Central Pucará	U2	5,00	3,06
Esmeraldas II	U2	4,00	4,00
Sopladora	U2	5,00	4,16

3.3.1 CASO 1: ESCENARIO SECO CON DEMANDA MÁXIMA

Los generadores seleccionados, que se encuentran activos e inactivos en este escenario, se presentan en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5. Estado de las unidades de generación seleccionadas. Escenario Seco con Demanda Máxima

CENTRAL	UNIDAD	NOMBRE	ESTADO
Jaramijó	U1	G_TMCI_JARA_U1	Activo
Central Paute	U06	G_HEMB_PAUT_U6	Activo
Central Paute	U04	G_HEMB_PAUT_U4	Activo
Central Paute	U02	G_HEMB_PAUT_U2	Activo
Central Paute	U05	G_HEMB_PAUT_U5	Activo
Central Paute	U08	G_HEMB_PAUT_U8	Activo
Central Paute	U03	G_HEMB_PAUT_U3	Activo
Coca Codo Sinclair	U3	G_HPAS_CCS_U3	Activo
Trinitaria	Unidad	G_TTVA_TRIN_U1	Activo
Central Paute	U07	G_HEMB_PAUT_U7	Activo
Central Paute	U01	G_HEMB_PAUT_U1	Activo
Central Mazar	U1	G_HEMB_MAZA_U1	Activo
Esmeraldas	Unidad	G_TTVA_CESM_U1	Activo
Central Mazar	U2	G_HEMB_MAZA_U2	Inactivo
Central Agoyán	U1	G_HPAS_AGOY_U1	Activo
Machala Gas	TG U2	G_TTGA_MAC1_U2	Activo
Central Paute	U09	G_HEMB_PAUT_U9	Activo
Central Paute	U10	G_HEMB_PAUT_U10	Inactivo
Gonzalo Zevallos	TV2	G_TTVA_GZEV_TV2	Activo
Gonzalo Zevallos	TV3	G_TTVA_GZEV_TV3	Activo
Coca Codo Sinclair	U2	G_HPAS_CCS_U2	Activo
Central San Francisco	U1	G_HPAS_SFRA_U1	Inactivo
Central Agoyán	U2	G_HPAS_AGOY_U2	Activo
Central San Francisco	U2	G_HPAS_SFRA_U2	Inactivo
Marcel Laniado de Wind	U3	G_HEMB_DPER_U3	Activo
Esmeraldas II	U1	G_TMCI_CES2_U1	Inactivo
Marcel Laniado de Wind	U1	G_HEMB_DPER_U1	Activo
Marcel Laniado de Wind	U2	G_HEMB_DPER_U2	Activo
Central Pucará	U1	G_HEMB_PUCA_U1	Activo
Central Pucará	U2	G_HEMB_PUCA_U2	Activo
Esmeraldas II	U2	G_TMCI_CES2_U1	Inactivo
Sopladora	U2	G_HEMB_SOPL_U2	Activo

La salida de la L/T Pomasqui – Jamondino 230 kV a los 0 s, se simula en el dominio del tiempo empleando PowerFactory durante 80 s, obteniéndose las siguientes gráficas:

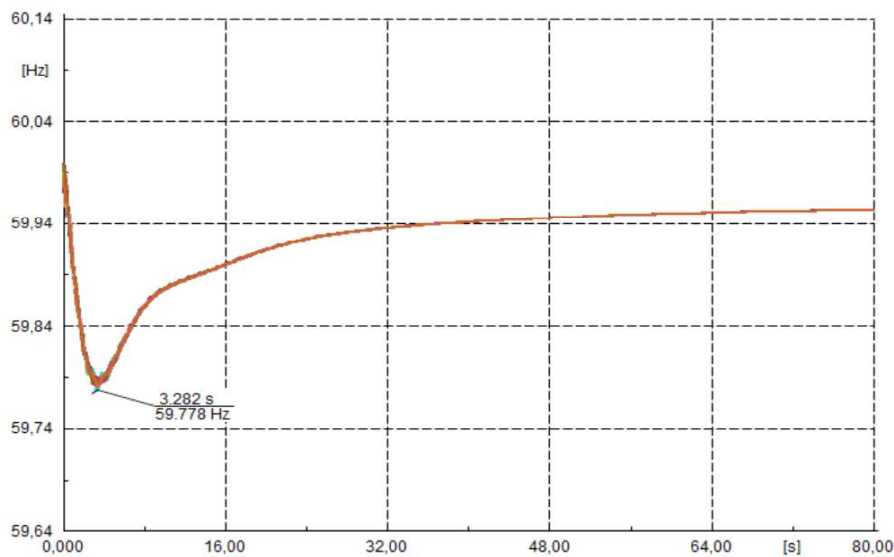


Figura 3.6. Frecuencia de generadores vs tiempo. Escenario Seco demanda máxima

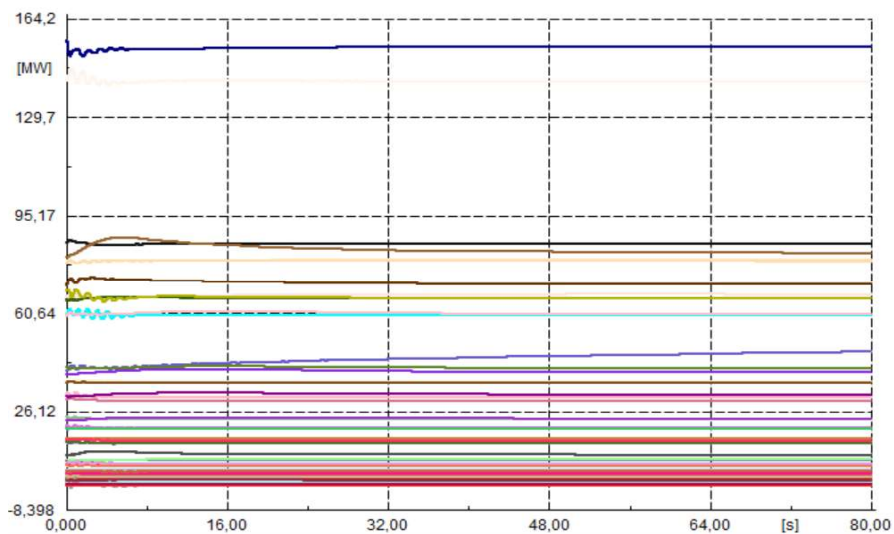


Figura 3.7. Potencia activa generada vs tiempo. Escenario Seco demanda máxima

En la Figura 3.6. se observa la caída de la frecuencia (Hz) en los generadores seleccionados y en la Figura 3.7. se aprecia al aumento de la potencia activa (MW) de los generadores después de la pérdida de la interconexión. Estas curvas se estabilizan completamente a los 80 segundos, después de ocurrido el evento. En este instante de tiempo, se obtienen los valores de potencia activa (MW) de los generadores seleccionados.

Los generadores seleccionados activos presentan valores de potencia activa inicial (previo al evento) y final (a los 80 s) que se muestran en la Tabla 3.6. En la tabla se incluyen las diferencias entre los valores de potencia activa final e inicial, necesarias para realizar las PTRC.

Tabla 3.6. Potencia activa inicial, final y su diferencia de los generadores seleccionados activos, escenario Seco con demanda máxima

CENTRAL	UNIDAD	Potencia Inicial	Potencia Final	Diferencia
		MW	MW	MW
Jaramijó	U1	7,78	7,95	0,17
Central Paute	U06	77,58	79,64	2,06
Central Paute	U04	77,58	79,56	1,98
Central Paute	U02	77,58	79,56	1,98
Central Paute	U05	77,58	79,56	1,98
Central Paute	U08	77,58	79,40	1,82
Central Paute	U03	77,58	79,56	1,98
Coca Codo Sinclair	U3	150,39	154,17	3,78
Trinitaria	Unidad	80,00	82,06	2,06
Central Paute	U07	77,58	79,04	1,46
Central Paute	U01	77,58	79,56	1,98
Central Mazar	U1	85,00	85,07	0,07
Esmeraldas	Unidad	65,00	65,57	0,57
Central Agoyán	U1	65,00	67,21	2,21
Machala Gas	TG U2	64,60	65,91	1,31
Central Paute	U09	77,58	79,25	1,67
Gonzalo Zevallos	TV2	69,99	70,81	0,81
Gonzalo Zevallos	TV3	69,99	70,81	0,81
Coca Codo Sinclair	U2	150,39	154,17	3,78
Central Agoyán	U2	65,00	67,21	2,21
Marcel Laniado de Wind	U3	59,59	60,03	0,44
Marcel Laniado de Wind	U1	59,59	60,03	0,44
Marcel Laniado de Wind	U2	59,59	60,03	0,44
Central Pucará	U1	36,50	36,56	0,06
Central Pucará	U2	36,50	36,56	0,06
Sopladora	U2	141,77	141,99	0,22
Total		1964,92	2001,27	36,35

Después de realizar las PTRC en PowerFactory, se ingresan en Matlab: las constantes de inercia, estatismo (presentados en la Tabla 3.4), amortiguamiento, potencia aparente nominal, factor de potencia (obtenidos de PowerFactory) y las curvas acondicionadas: de potencia (MW) vs tiempo de la carga adicional (ΔP_L (MW) vs t), de velocidad (p.u.) vs tiempo del generador ($\Delta\omega$ (p.u.) vs t). Con los valores y curvas mencionadas, se procede a estimar los parámetros del MERPO de cada generador seleccionado activo mediante el “Estimador de parámetros” de Simulink-Matlab cuyos resultados son:

Tabla 3.7. Parámetros del modelo reducido de 1er orden de los generadores seleccionados activos del SNI, escenario Seco con demanda máxima

CENTRAL	UNIDAD	<i>Km</i>	<i>T</i>	<i>F</i>
Jaramijó	U1	0,2839	1,4180	-0,0606
Central Paute	U06	0,2226	0,7606	-1,0611
Central Paute	U04	0,2063	0,8407	-0,8639
Central Paute	U02	0,2063	0,8407	-0,8639
Central Paute	U05	0,2063	0,8407	-0,8639
Central Paute	U08	0,2488	0,7445	-1,0823
Central Paute	U03	0,2063	0,8407	-0,8639
Coca Codo Sinclair	U3	0,2875	1,7842	-0,5758
Trinitaria	Unidad	0,5451	0,5078	0,0164
Central Paute	U07	0,3020	0,7466	-1,0665
Central Paute	U01	0,2063	0,8407	-0,8639
Central Mazar	U1	0,0416	5,4294	-1,3800
Esmeraldas	Unidad	0,4259	10,9991	-0,0835
Central Agoyán	U1	0,2426	2,0286	-0,0548
Machala Gas	TG U2	0,3247	1,0437	-0,2004
Central Paute	U09	0,2680	0,7319	-1,1001
Gonzalo Zevallos	TV2	0,7012	0,7402	-0,3342
Gonzalo Zevallos	TV3	0,7012	0,7402	-0,3342
Coca Codo Sinclair	U2	0,2875	1,7842	-0,5758
Central Agoyán	U2	0,2426	2,0286	-0,05485
Marcel Laniado de Wind	U3	0,0773	4,4992	-0,0649
Marcel Laniado de Wind	U1	0,0773	4,4992	-0,0649
Marcel Laniado de Wind	U2	0,0773	4,4992	-0,0649
Central Pucará	U1	0,1023	5,2998	0,5379
Central Pucará	U2	0,1023	5,2998	0,5379
Sopladora	U2	0,0869	6,7858	-0,3670

Las unidades de las centrales: Paute Unidades 1 a la 5, Coca Codo Sinclair Unidades 2 y 3, Agoyán Unidades 1 y 2, Gonzalo Zevallos Unidades 2 y 3, Marcel Laniado (Daule Peripa) Unidades 1 a la 3 y Pucará Unidades 1 y 2 presentan los mismos parámetros estimados obtenidos del modelo reducido de 1er orden, esto se debe a que estas unidades, para cada conjunto de su respectiva central de generación, tienen características similares en cuanto a potencia activa inicial, final, inercia, estatismo y amortiguamiento. Por tal razón, en el modelo equivalente del escenario de estudio, se las representa con multiplicadores adicionales (n) en donde n es el número de unidades iguales, con lo cual se evita que el sistema sea aún más grande. Esto se puede apreciar en la Figura 3.8.

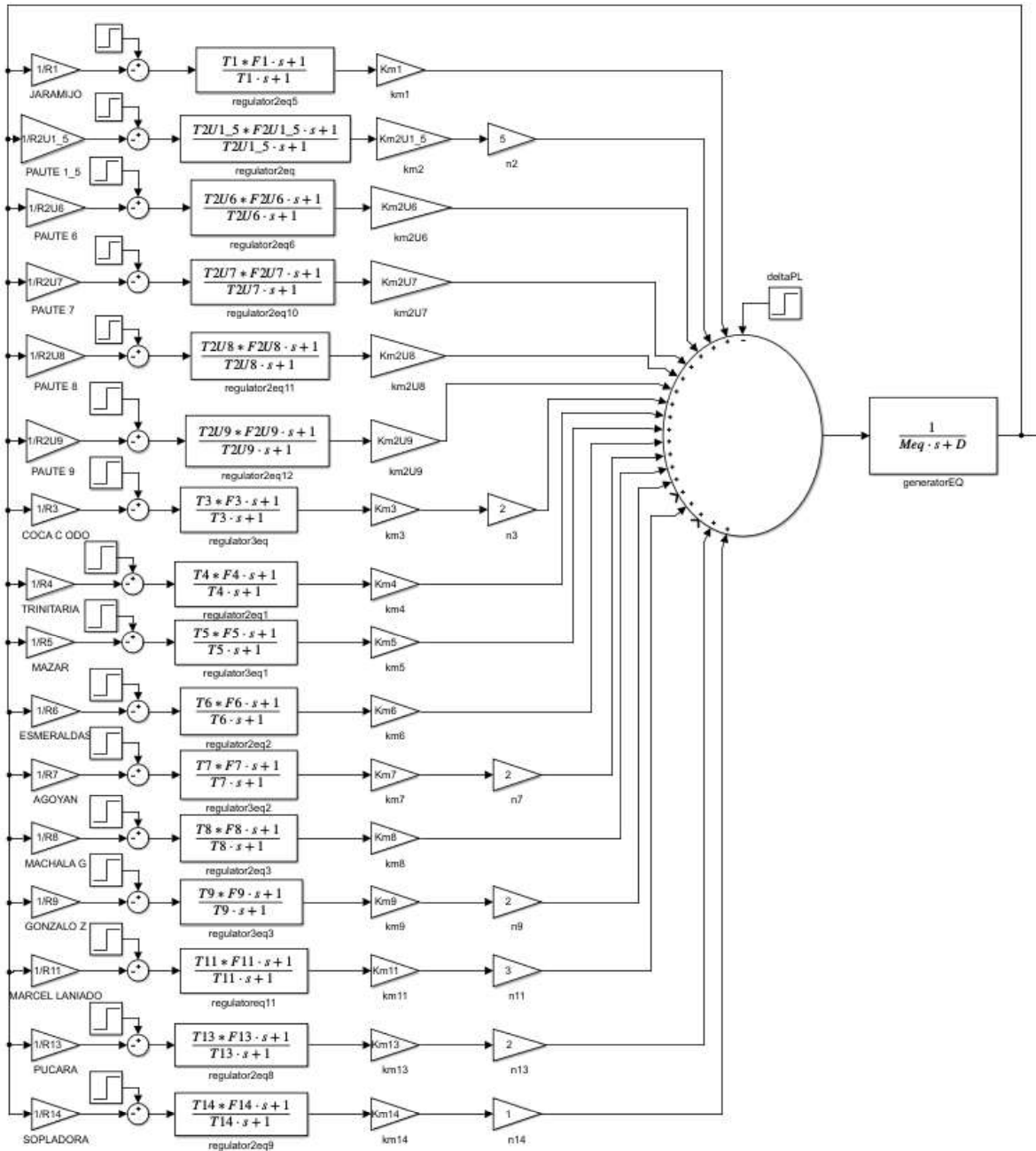


Figura 3.8. Sistema equivalente reducido de 1er orden del sistema, escenario Seco con demanda máxima

Para el MERPO del sistema el paso de carga total será igual a la suma de las diferencias de potencia activa que se muestran en la Tabla 3.6, constante de inercia equivalente del sistema será igual a la suma de las inercias de los generadores seleccionados activos de este escenario y el amortiguamiento es 0 debido a que los elementos incluidos en el SNI representados en PowerFactory tienen como constante de amortiguamiento 0. No se incluye el valor de 1,26 del coeficiente de amortiguación de la carga del SNI [30] debido a que en el presente trabajo, se considera como sistema real al sistema simulado en PowerFactory.

La curva de frecuencia del COI, se obtiene de todas las curvas de frecuencia de las unidades de generación del SNI que participan el presente caso de estudio. Esta curva tiene como valor de frecuencia mínima $f_{\min} = 59,7844 [Hz]$ y su tiempo correspondiente es $t(f_{\min}) = 3,4083 [s]$, esto se puede apreciar en la Figura 3.9.

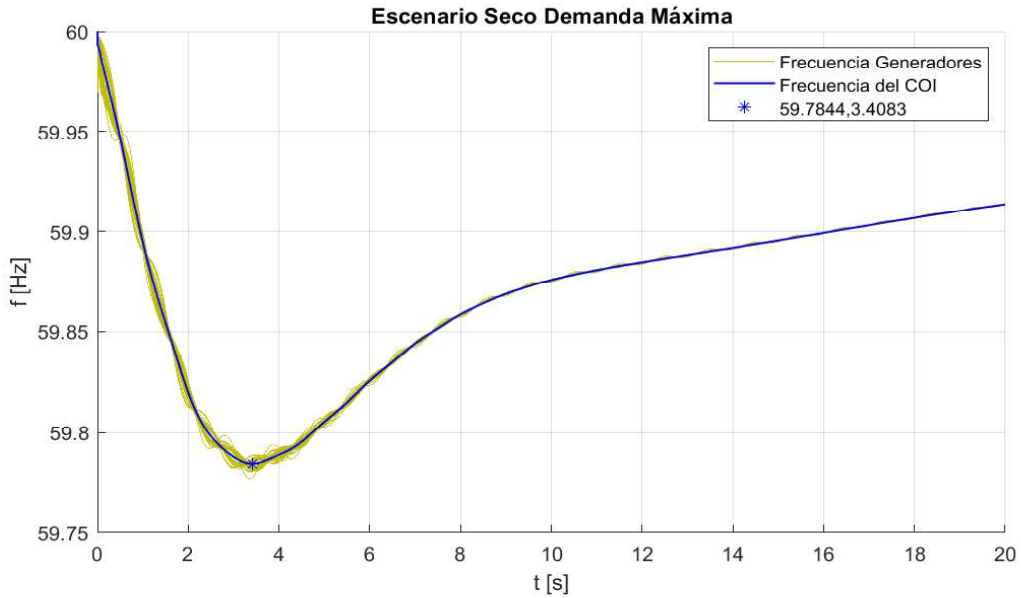


Figura 3.9. Frecuencia del COI del sistema, escenario Seco con demanda máxima

A continuación, se presentan los resultados del presente caso de estudio en la Figura 3.10, en la misma en la que se sobrepone la frecuencia del COI (modelo completo), la frecuencia obtenida del MERPO del sistema, y los valores de f_{\min} y $t(f_{\min})$ que se obtiene del modelo analítico.

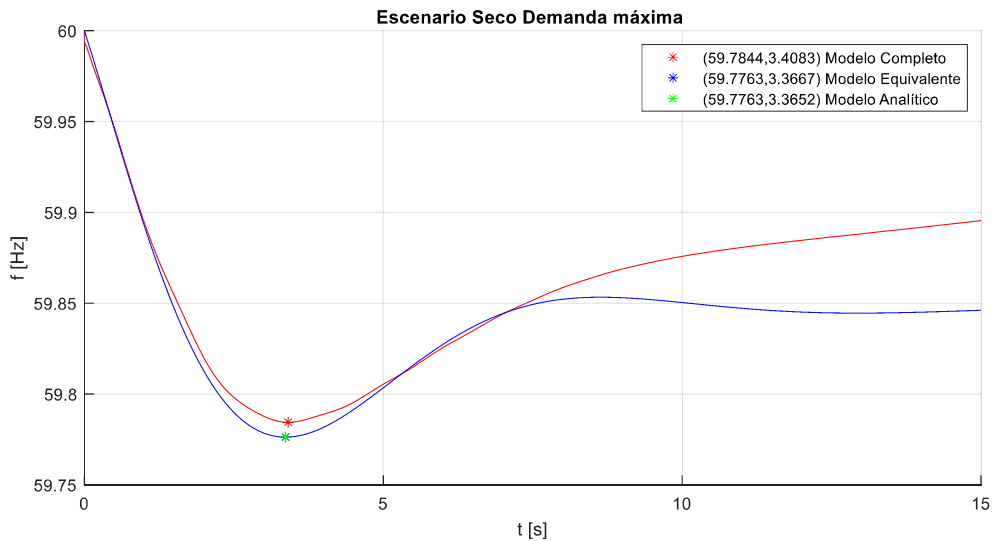


Figura 3.10. Representación de los modelos para el sistema del escenario Seco demanda máxima

En la Tabla 3.8. se muestra la comparación de los modelos completo y analítico, y se calcula el %ER considerando los valores que entrega el modelo completo como referencia.

Tabla 3.8. Frecuencia transitoria mínima y tiempo de los modelos, escenario Seco con demanda máxima

Modelo	Completo	Analítico	%Error relativo
f_{\min} [Hz]	59,784	59,776	0,01
$t(f_{\min})$ [s]	3,408	3,365	1,267

Por otro lado, si el evento el presente caso de estudio, se ejecuta a los 5 s y se mantienen los mismos parámetros de la Tabla 3.7., se obtienen los siguientes resultados:

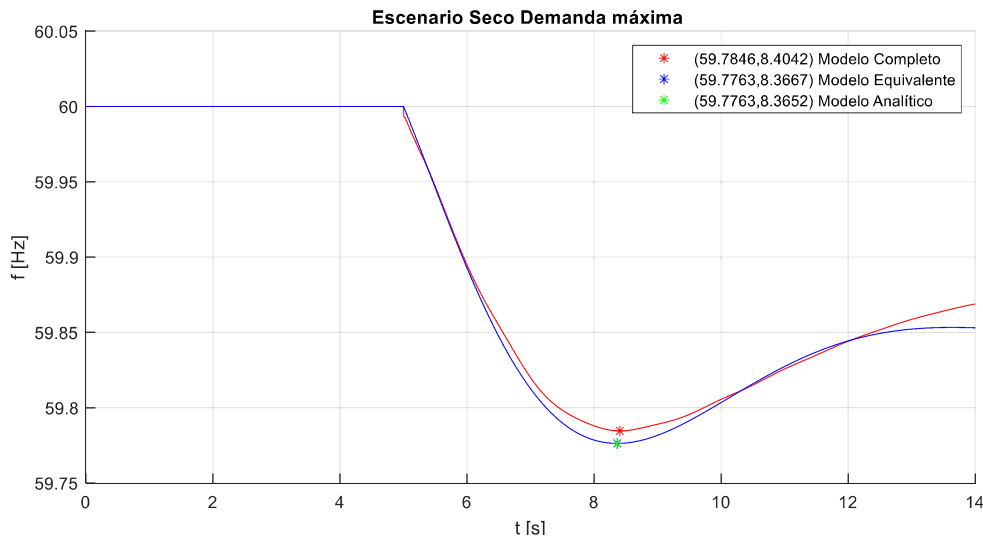


Figura 3.11. Representación de los modelos para el sistema del escenario Seco demanda máxima. Evento a los 5 s

Tabla 3.9. Frecuencia transitoria mínima y tiempo de los modelos, escenario Seco con demanda máxima. Evento a los 5 s

Modelo	Completo	Analítico	%Error relativo
f_{\min} [Hz]	59,785	59,776	0,01
$t(f_{\min})$ [s]	8,404	8,365	0,46

3.3.2 CASO 2: ESCENARIO LLUVIOSO CON DEMANDA MÁXIMA.

En la Tabla 3.10 se presentan los generadores seleccionados que se encuentran activos e inactivos para este escenario.

Tabla 3.10. Estado de las unidades de generación seleccionadas para el escenario Lluvioso con Demanda Máxima

CENTRAL	UNIDAD	NOMBRE	ESTADO
Jaramijó	U1	G_TMCI_JARA_U1	Activo
Central Paute	U06	G_HEMB_PAUT_U6	Activo
Central Paute	U04	G_HEMB_PAUT_U4	Activo
Central Paute	U02	G_HEMB_PAUT_U2	Activo
Central Paute	U05	G_HEMB_PAUT_U5	Activo
Central Paute	U08	G_HEMB_PAUT_U8	Activo
Central Paute	U03	G_HEMB_PAUT_U3	Activo
Coca Codo Sinclair	U3	G_HPAS_CCS_U3	Activo
Trinitaria	Unidad	G_TTVA_TRIN_U1	Activo
Central Paute	U07	G_HEMB_PAUT_U7	Activo
Central Paute	U01	G_HEMB_PAUT_U1	Activo
Central Mazar	U1	G_HEMB_MAZA_U1	Activo
Esmeraldas	Unidad	G_TTVA_CESM_U1	Inactivo
Central Mazar	U2	G_HEMB_MAZA_U2	Activo
Central Agoyán	U1	G_HPAS_AGOY_U1	Activo
Machala Gas	TG U2	G_TTGA_MAC1_U2	Activo
Central Paute	U09	G_HEMB_PAUT_U9	Activo
Central Paute	U10	G_HEMB_PAUT_U10	Activo
Gonzalo Zevallos	TV2	G_TTVA_GZEV_TV2	Activo
Gonzalo Zevallos	TV3	G_TTVA_GZEV_TV3	Activo
Coca Codo Sinclair	U2	G_HPAS_CCS_U2	Activo
Central San Francisco	U1	G_HPAS_SFRA_U1	Activo
Central Agoyán	U2	G_HPAS_AGOY_U2	Inactivo
Central San Francisco	U2	G_HPAS_SFRA_U2	Inactivo
Marcel Laniado de Wind	U3	G_HEMB_DPER_U3	Activo
Esmeraldas II	U1	G_TMCI_CES2_U1	Inactivo
Marcel Laniado de Wind	U1	G_HEMB_DPER_U1	Activo
Marcel Laniado de Wind	U2	G_HEMB_DPER_U2	Activo
Central Pucará	U1	G_HEMB_PUCA_U1	Activo
Central Pucará	U2	G_HEMB_PUCA_U2	Activo
Esmeraldas II	U2	G_TMCI_CES2_U1	Inactivo
Sopladora	U2	G_HEMB_SOPL_U2	Activo

Empleando PowerFactory, se simula la salida de la L/T Pomasqui – Jamondino 230 kV, por un periodo de 80 s y se obtienen los siguientes resultados:

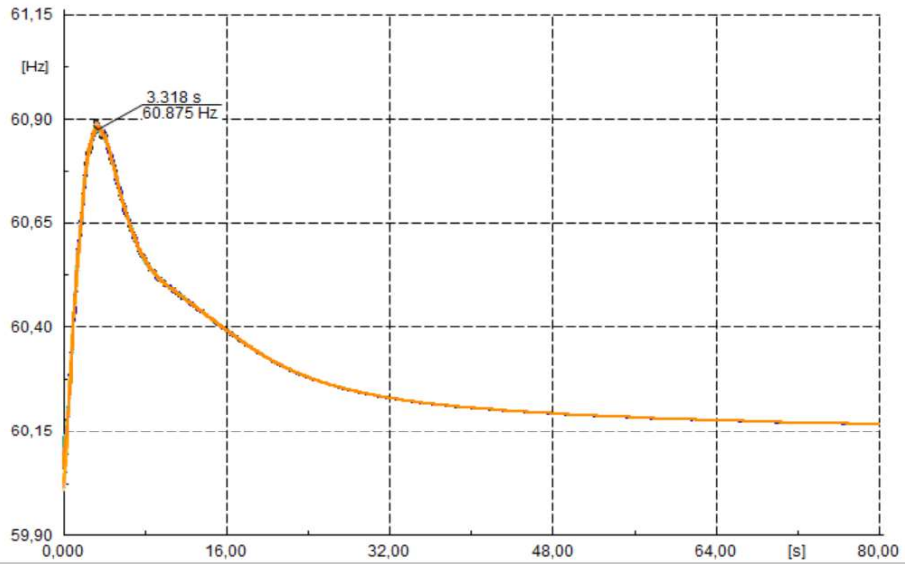


Figura 3.12. Curvas de frecuencia de los generadores del SNI, escenario lluvioso demanda máxima

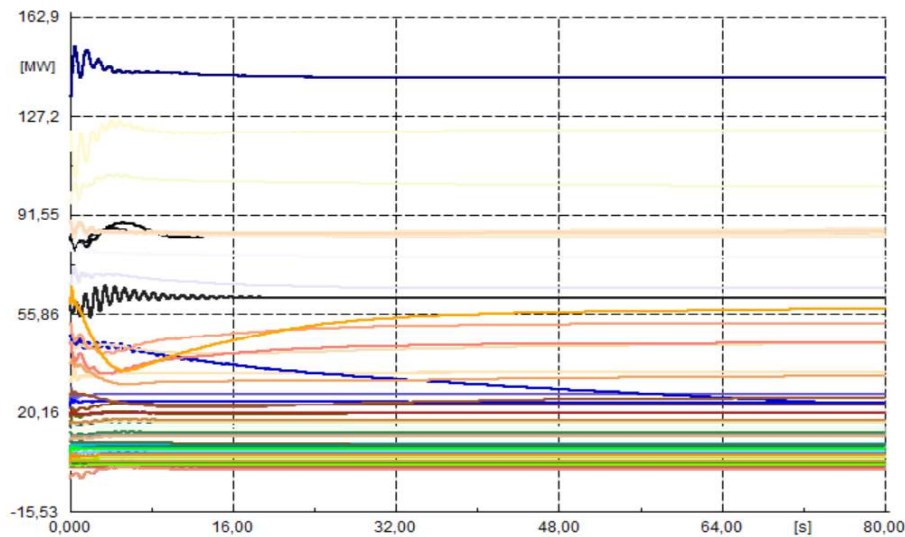


Figura 3.13. Curvas de potencia activa de los generadores del SNI, escenario Lluvioso con demanda máxima

En la Figura 3.12. se aprecia que la frecuencia (Hz) del sistema aumenta, mientras que en la Figura 3.13. se observa que la potencia activa (MW) de los generadores disminuye; esto se debe a que la salida de la interconexión Ecuador – Colombia equivale a una pérdida de carga para el sistema ecuatoriano. En las dos figuras, las curvas de frecuencia y de potencia activa se estabilizan aproximadamente a los 80 s después de ocurrido el evento, tiempo en el cual se obtienen los valores de potencia activa (MW) de los generadores seleccionados.

Los valores de potencia activa generada inicial (a los 0 s), final (a los 80 s) y la diferencia entre estos valores se presentan en la Tabla 3.11.

Tabla 3.11. Potencia activa generada inicial, final y su diferencia. Escenario Lluvioso con demanda máxima

CENTRAL	UNIDAD	Potencia Inicial	Potencia Final	Diferencia
		MW	MW	MW
Jaramijó	U1	27,99	25,64	-2,36
Central Paute	U06	91,71	84,22	-7,49
Central Paute	U04	90,79	83,58	-7,21
Central Paute	U02	90,79	83,58	-7,21
Central Paute	U05	90,79	83,58	-7,21
Central Paute	U08	91,79	85,11	-6,60
Central Paute	U03	90,79	83,58	-7,21
Coca Codo Sinclair	U3	154,82	141,06	-13,76
Trinitaria	Unidad	64,99	57,62	-7,38
Central Paute	U07	91,71	86,45	-5,26
Central Paute	U01	90,79	83,58	-7,21
Central Mazar	U1	84,99	84,75	-0,25
Central Mazar	U2	84,99	84,75	-0,25
Central Agoyán	U1	73,26	65,21	-8,05
Machala Gas	TG U2	39,99	33,61	-6,39
Central Paute	U09	91,71	85,69	-6,02
Central Paute	U10	91,71	84,34	-7,37
Gonzalo Zevallos	TV2	48,19	45,31	-2,89
Gonzalo Zevallos	TV3	55,39	52,51	-2,89
Coca Codo Sinclair	U2	154,82	141,06	-13,76
Central San Francisco	U1	105,99	101,41	-4,59
Marcel Laniado de Wind	U3	62,99	61,38	-1,61
Marcel Laniado de Wind	U1	62,99	61,39	-1,61
Marcel Laniado de Wind	U2	62,99	61,39	-1,61
Central Pucará	U1	34,99	34,79	-0,21
Central Pucará	U2	34,99	34,78	-0,21
Sopladora	U2	122,87	122,10	-0,77
Total		2189,86	2052,48	-136,65

Con los valores de potencia activa generada inicial (a los 0 s) y con las diferencias entre potencia activa generada inicial y final, se simulan las PTRC en PowerFactory, obteniéndose las curvas de: i) Potencia de la carga adicional (MW) vs tiempo (ΔP_L (MW) vs t), y de velocidad del generador (p.u.) vs tiempo ($\Delta \omega$ (p.u.) vs t) de todos los generadores seleccionados. Estas curvas en conjunto con las constantes del generador: inercia, estatismo (Tabla 3.4), amortiguamiento, potencia aparente nominal y factor de potencia obtenidas en PowerFactory se ingresan en Matlab para estimar los parámetros del MERPO

de cada generador seleccionado activo, mediante el “Estimador de parámetros” de Simulink. En ambos casos de estudio del SNI, el tiempo de estimación es menor a 9 s, luego que se ha alcanzado la frecuencia mínima/máxima en cada generador.

Tabla 3.12. Parámetros del modelo reducido de 1er orden de los generadores seleccionados activos. Escenario lluvioso con demanda máxima

CENTRAL	UNIDAD	<i>Km</i>	<i>T</i>	<i>F</i>
Jaramijó	U1	0,2833	1,4525	-0,0424
Central Paute	U06	0,2207	0,7548	-1,0389
Central Paute	U04	0,1946	0,7526	-1,0397
Central Paute	U02	0,1946	0,7526	-1,0397
Central Paute	U05	0,1946	0,7526	-1,0397
Central Paute	U08	0,2467	0,7374	-1,0651
Central Paute	U03	0,1946	0,7526	-1,0397
Coca Codo Sinclair	U3	0,2305	1,2452	-0,9052
Trinitaria	Unidad	0,4895	0,3861	-0,0326
Central Paute	U07	0,2949	0,7078	-1,1115
Central Paute	U01	0,1946	0,7526	-1,0397
Central Mazar	U1	0,0409	5,3165	-1,4092
Central Mazar	U2	0,0409	5,3165	-1,4092
Central Agoyán	U1	0,2220	1,7216	-0,1102
Machala Gas	TG U2	0,4574	1,4302	-0,0241
Central Paute	U09	0,2661	0,7258	-1,0829
Central Paute	U10	0,2272	0,7823	-0,9932
Gonzalo Zevallos	TV2	0,6978	0,7289	-0,3389
Gonzalo Zevallos	TV3	0,6978	0,7289	-0,3389
Coca Codo Sinclair	U2	0,2305	1,2452	-0,9052
Central San Francisco	U1	0,1054	4,1682	-0,3094
Marcel Laniado de Wind	U3	0,0751	4,2849	-0,0487
Marcel Laniado de Wind	U1	0,0751	4,2849	-0,0487
Marcel Laniado de Wind	U2	0,0751	4,2849	-0,0487
Central Pucará	U1	0,1014	5,0872	0,5411
Central Pucará	U2	0,1014	5,0872	0,5411
Sopladora	U2	0,0925	7,6078	-0,3121

Los parámetros obtenidos del estimador, para las unidades de las centrales: Paute unidades 1 a la 5, Coca Codo Sinclair unidades 2 y 3, Mazar unidades 1 y 2, Gonzalo Zevallos unidades 2 y 3, Marcel Laniado (Daule Peripa) unidades 1 a la 3 y Pucará unidades 1 y 2, son iguales (en cada central) debido a que las unidades tienen características similares en lo que respecta a potencia activa generada inicial, final, inercia,

estatismo y amortiguamiento. Por tal motivo, en el modelo equivalente del sistema se las representa mediante un único sistema de control p-f afectado con un multiplicador n , donde n es el número de unidades similares. El multiplicador n tiene como objetivo aumentar la potencia mecánica entregada por la central. Los antes mencionado se puede apreciar en el diagrama de bloques de la Figura 3.14.

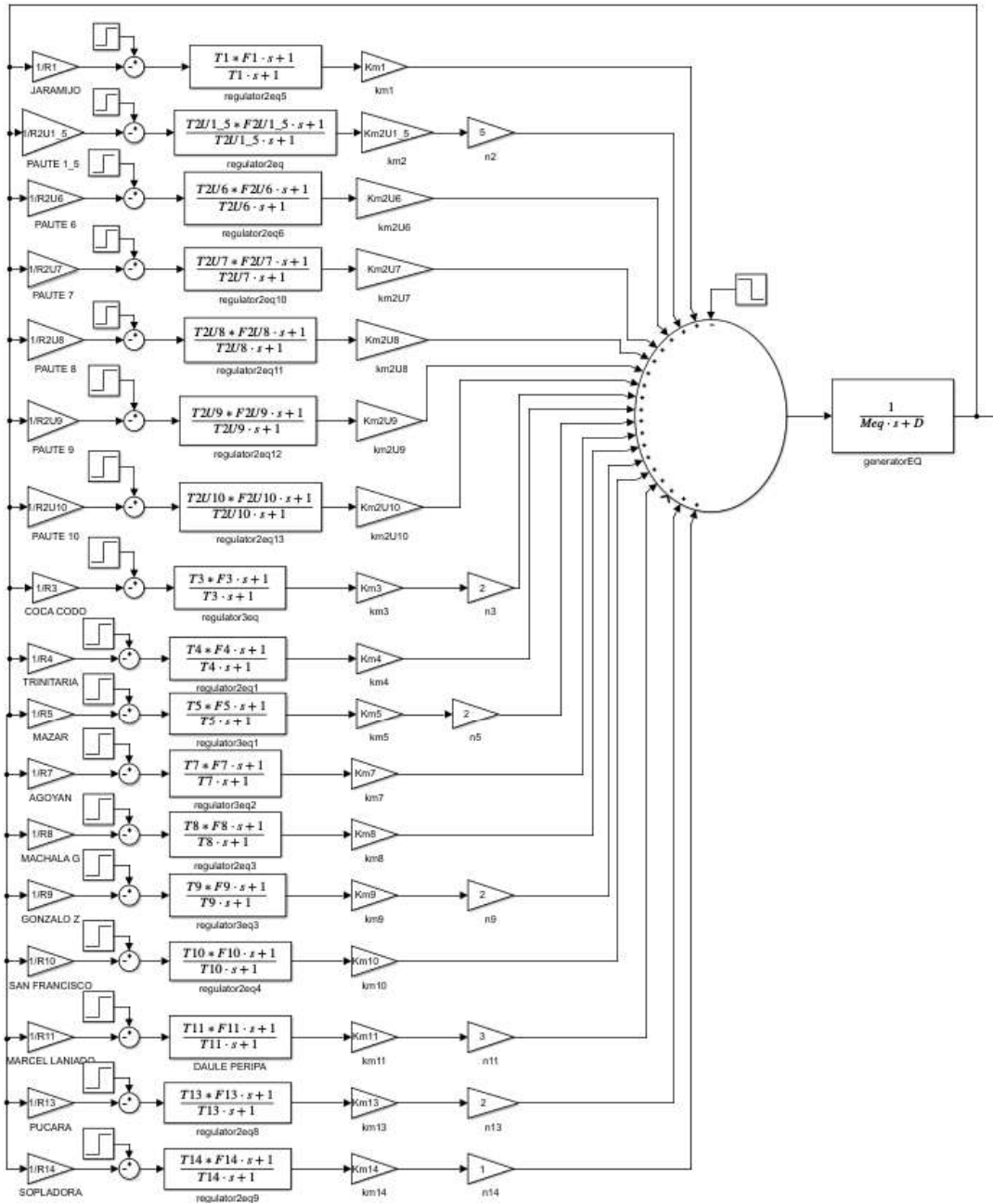


Figura 3.14. Sistema equivalente reducido de 1er orden del sistema, escenario Lluvioso con demanda máxima

Al igual que el escenario anterior, el paso de carga total (ΔP_L) es igual a la suma de las diferencias de potencia activa generada, valor que se encuentran en la Tabla 3.11.

La curva de frecuencia del COI, que representa la frecuencia promedio del SNI obtenida de la simulación del modelo completo mediante PowerFactory, se muestra en la Figura 3.15. Esta curva de frecuencia tiene valor máximo $f_{\max} = 60,8795 [Hz]$ y su tiempo de ocurrencia es de $t(f_{\max}) = 3,3875 [s]$.

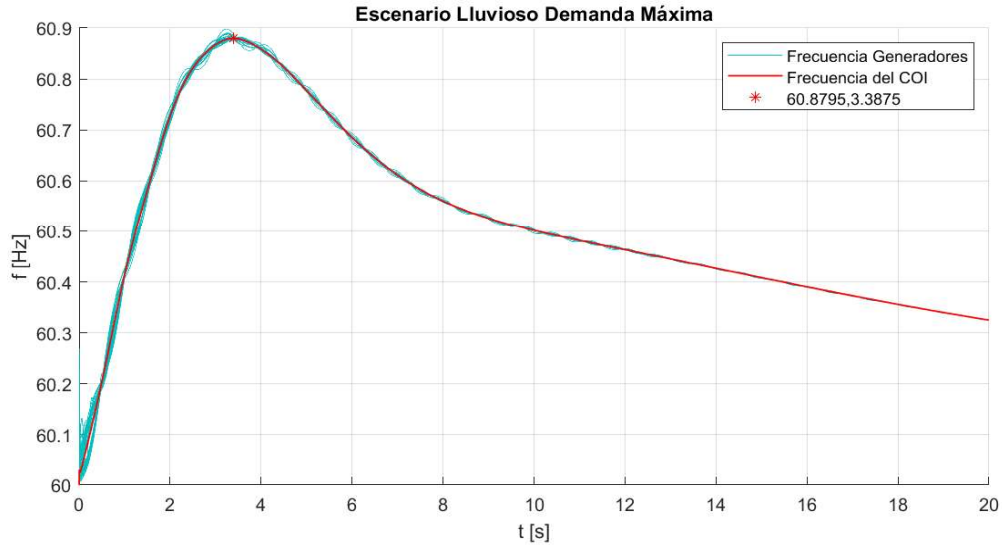


Figura 3.15. Frecuencia del COI del SNI, escenario Lluvioso con demanda máxima.

En la Figura 3.16 se presentan la frecuencia del COI (modelo completo), la frecuencia obtenida del MERPO del sistema (modelo equivalente), y el valor de la MVTF obtenida del modelo analítico f_{\max} y $t(f_{\max})$.

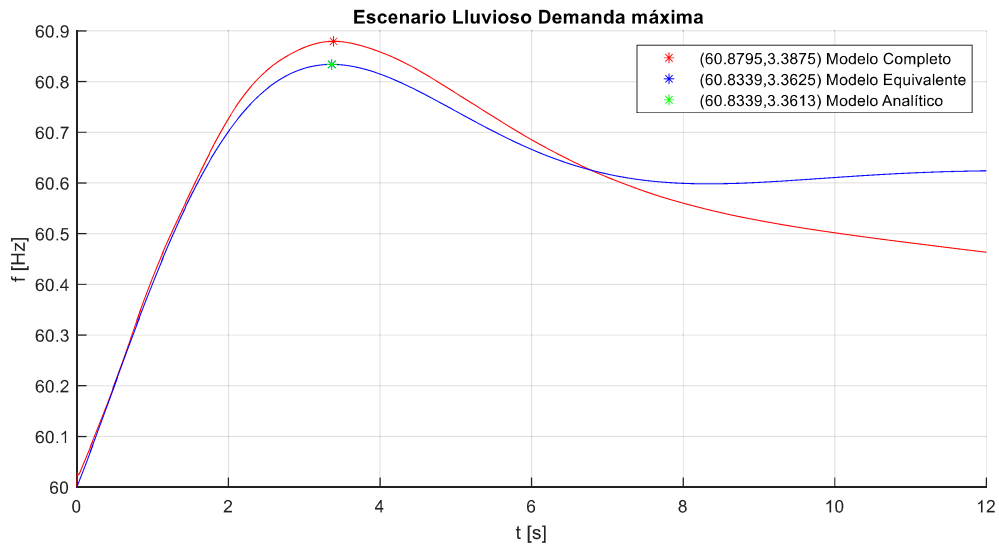


Figura 3.16. Frecuencia vs tiempo. Escenario Lluvioso con demanda máxima.

La comparación de los resultados de los modelos completo y analítico se muestra en la Tabla 3.13, donde se calcula el %ER considerando al modelo completo como referencia.

Tabla 3.13. Frecuencia transitoria máxima y tiempo. Escenario lluvioso con demanda máxima

Modelo	Completo	Analítico	%Error relativo
f_{\max} [Hz]	60,879	60,834	0,08
$t(f_{\max})$ [s]	3,387	3,361	0,31

Por otra parte, si la salida de la L/T Pomasqui – Jamondino 230 kV ocurre a los 5 s y se mantienen los parámetros de la Tabla 3.12., se obtienen los siguientes resultados:

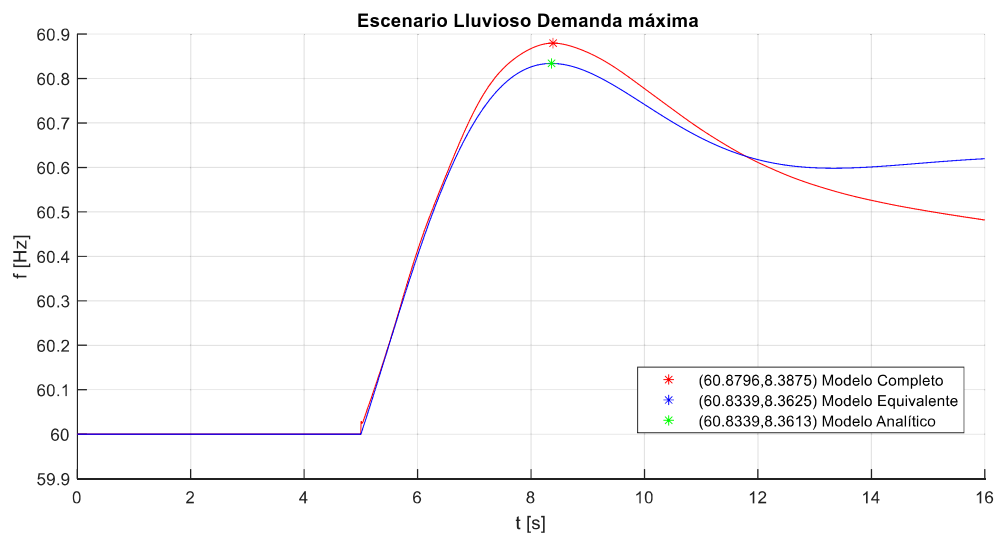


Figura 3.17. Representación de los modelos para el sistema del escenario Lluvioso con demanda máxima. Evento a los 5 s

Tabla 3.14. Frecuencia transitoria máxima y tiempo de los modelos, escenario Lluvioso con demanda máxima. Evento a los 5 s

Modelo	Completo	Analítico	%Error relativo
f_{\max} [Hz]	60,879	60,834	0,08
$t(f_{\max})$ [s]	8,387	8,361	0,31

Si en el escenario lluvioso con demanda máxima, se emplean los parámetros de la Tabla 3.7. (calculados para el escenario seco) para calcular la desviación de frecuencia mediante el modelo analítico, se obtienen los siguientes resultados:

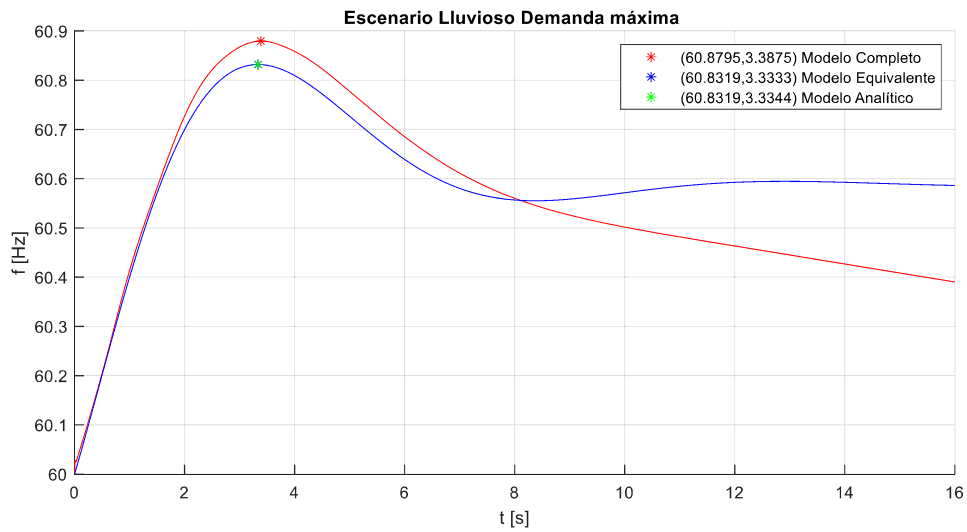


Figura 3.18. Frecuencia vs tiempo para el escenario Lluvioso con demanda máxima. Con parámetros estimados del escenario Seco con demanda máxima

Tabla 3.15. Frecuencia transitoria máxima y tiempo, escenario Lluvioso con demanda máxima. Con parámetros estimados del escenario Seco con demanda máxima

Modelo	Completo	Analítico	%Error relativo
f_{\max} [Hz]	60,879	60,832	0,08
$t(f_{\max})$ [s]	3,387	3,334	1,57

La metodología aplicada para el análisis de la desviación de frecuencia en el SNI se resume en el diagrama de flujo presentado en el Anexo E.

3.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

De los resultados obtenidos se puede concluir que, en general, la MVTF (Hz) que resulta del modelo analítico presenta un %ER menor a 0,1% respecto del valor obtenido de la curva de frecuencia del COI del SNI (modelo completo). Por otra parte, el TMVTF obtenido mediante el modelo analítico presenta un error menor al 2% respecto del valor obtenido del modelo completo. De lo anterior se puede concluir que la metodología propuesta estima con alta precisión la máxima variación de la frecuencia y su tiempo de ocurrencia, donde el mayor %ER se presenta en la variable del tiempo, independientemente del caso de estudio.

Los valores de los parámetros estimados para ambos casos de estudio presentan valores muy similares. En los casos en que los tres parámetros (Km, T y F) son diferentes, ésta

diferencia se ve reflejada en el valor del tiempo de ocurrencia de la máxima desviación de frecuencia, donde los errores relativos difieren en 0,793%; es decir, el impacto de los parámetros estimados no es significativo. Usualmente, los parámetros Km, T y F de cada generador cambian compensándose uno a otro para mantener la misma o similar forma de la salida del MERPO.

El grupo de generadores que conforman el MERPO del SNI está conformado por las 32 unidades que incluyen a Jaramijo 1 hasta Sopladora 2 de la Tabla 3.2. Estas unidades representan el 75 % del aporte promedio de la RPF total y al ser incluidas en el modelo analítico del SNI entregan resultados cercanos a los resultados obtenidos mediante simulación del modelo completo en PowerFactory. Un análisis de sensibilidad, mostrado en la Tabla 3.16, muestra que el error aumenta al considerar el 50% de las unidades.

Tabla 3.16. Comparación de los resultados del porcentaje de aporte promedio acumulado de la RPF

		Escenario Seco			Escenario Lluvioso		
		Completo	Analítico	%Error relativo	Completo	Analítico	%Error relativo
f_{\min} o f_{\max} [Hz]	25	59,784	59,732	0,087	60,879	61,024	0,238
	50	59,784	59,741	0,071	60,879	60,946	0,110
	75	59,784	59,776	0,014	60,879	60,834	0,075
$t(f_{\min})$ o $t(f_{\max})$ [s]	25	3,408	2,646	22,350	3,387	2,520	25,570
	50	3,408	3,129	8,180	3,387	2,716	19,810
	75	3,408	3,367	1,267	3,387	3,361	0,772

El modelo analítico que fue implementado en Matlab para calcular la MVTF y su TMVTF presenta su solución en un tiempo menor a 2 s, para un sistema equivalente con 32 unidades. La comparación del tiempo de solución (simulación) para cada modelo hasta llegar al punto de máxima desviación de la frecuencia se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 3.17. Resumen de tiempos necesarios para los modelos analítico, equivalente y completo del SNI

Modelo	Analítico -Matlab-	Equivalente -Simulink-	Completo -PowerFactory-
Tiempo de cálculo	1,9 s	3,6 s	6 s

La mayor dificultad de la metodología propuesta se encuentra en el proceso de determinación del modelo equivalente de 1er orden de cada generador (estimación de parámetros); sin embargo, esta estimación se realiza una sola vez por generador.

Es importante realizar la estimación de los parámetros de los generadores (K_m , T y F) considerando una ventana de tiempo que abarque un segundo después de que se alcanza la máxima desviación de frecuencia, en el caso del SNI esta ventana fue máximo de 25 s.

Los valores de potencia generada inicial se definen cuando el sistema se encuentre en estado estable, antes de que se produzca el evento de desbalance $G - C$; mientras que los valores de potencia generada final deben definirse después de que ocurra la máxima desviación de frecuencia y el comportamiento de la frecuencia y la potencia generada se hayan estabilizado, en el caso del SNI fue a los 80 s.

Si las unidades de generación presentan características iguales: constante de inercia, amortiguamiento, estatismo, potencia aparente nominal y factor de potencia, los parámetros estimados de dichas unidades serán iguales, caso de unidades de generación que pertenecen a una misma central. Para representar estas unidades en el modelo equivalente del sistema se puede añadir un multiplicador (n) que corresponda al número total de unidades que se necesita incluir.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- El centro de inercia (COI) refleja el comportamiento dinámico promedio de los generadores que forman el SEP, como lo indica la Ecuación 1.33 y se confirma, al graficar la curva de frecuencia del COI junto con las curvas de frecuencia de cada uno de los generadores frente a un disturbio.
- El modelo equivalente de 1er orden del sistema de control P-F del SNI permite determinar el comportamiento aproximado de la frecuencia únicamente hasta un (1) segundo después de que se presente la máxima desviación transitoria de frecuencia. Esto se debe a que el proceso de estimación de los valores de los parámetros (Km, T y F) se realiza hasta un segundo después de que ocurre la máxima variación de frecuencia.
- La metodología propuesta estima con alta precisión la máxima desviación transitoria de frecuencia y su tiempo de ocurrencia dado que al aplicar la metodología al SNI se obtienen errores porcentuales menores a 0,1% y a 2%, respectivamente. Los errores porcentuales se deben a que el modelo empleado (Ecuaciones 1.39 y 1.37) no incluyen particularidades de la dinámica del SEP como: variación de pérdidas con el voltaje y la frecuencia, modelación de la carga, comportamiento detallado de turbina y governor, etc.
- Los parámetros estimados del modelo reducido de 1er orden de los generadores del SNI presentan valores muy similares en ambos escenarios de análisis (ver Tablas 3.13 y 3.15), lo que implica que los valores estimados podrían aplicarse para determinar la máxima desviación de frecuencia para otros casos de estudio.
- Los errores relativos de la máxima desviación de frecuencia del SNI y de su tiempo de ocurrencia son menores cuando se consideran las unidades de la Tabla 3.2 que representan el 75% del aporte promedio acumulado de la RPF (Tabla 3.16.) por lo cual se concluye que el número óptimo que conforman el modelo equivalente reducido de 1er orden del SNI es alrededor de 32, que incluyen a las unidades Jaramijo 1 hasta Sopladora 2.
- La herramienta computacional desarrollada presenta un tiempo de cálculo muy corto (1,9 s) en comparación con el tiempo de simulación en PowerFactory (6 s). La rapidez de cálculo y su precisión hacen que la herramienta pueda utilizarse para el

diseño de esquemas inteligentes de alivio de carga, parametrizar los sistemas de regulación de velocidad de generadores, etc.

- Se constató que el modelo elegido para estimar la máxima desviación de frecuencia, cuando en el SEP se presenta un evento que altera el balance generación-carga, puede utilizarse para diferentes tecnologías de generación incluso con gobernadores muy distintos ya que, en todos los casos de estudio, el error relativo de frecuencia es menor al 0,1%.

4.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda contrastar los resultados de la metodología propuesta con mediciones reales de frecuencia luego de un evento. Para esto, en la etapa de determinación de parámetros del modelo equivalente de primer orden se deben emplear modelos dinámicos de generadores, reguladores de velocidad y de voltaje que representen el comportamiento real de cada uno de ellos.
- Para disminuir el tiempo de estimación de los parámetros del modelo equivalente reducido de 1er orden mediante el “Estimador de parámetros” de Simulink se recomienda inicializar (Km, T y F) en valores de parámetros previamente conocidos de unidades de generación con características similares (potencia nominal, factor de potencia o inercia).
- Para mejorar los resultados de la estimación de los parámetros del modelo equivalente reducido de primer orden se recomienda elegir Búsqueda Simple 'fminsearch' como método de optimización en el “Estimador de parámetros” puesto que es el único método que garantiza que para todos los generadores el criterio de convergencia satisface el 0,001 de tolerancia de la función objetivo.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] C. Zapata, «Confiabilidad de Sistemas Eléctricos e Potencia». Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2011.
- [2] P. Ledesma, «Regulación de frecuencia y potencia». Universidad Carlos III de Madrid, 21-sep-2008.
- [3] «Estabilidad de frecuencia». Universidad de la República de Uruguay, 2016.
- [4] D. L. H. Aik, «A General-Order System Frequency Response Model Incorporating Load Shedding: Analytic Modeling and Applications», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, n.º 2, pp. 709-717, may 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2006.873123.
- [5] P. Kundur *et al.*, «Definition and Classification of Power System Stability», *IEEE Trans. Power Syst.*, p. 15.
- [6] J. Machowski, J. W. Bialek, y J. R. Bumby, «Power System Dynamics», p. 660.
- [7] G. A. Chown y B. Wigdorowitz, «A Methodology for the Redesign of Frequency Control for AC Networks», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, n.º 3, pp. 1546-1554, ago. 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.825902.
- [8] «Reserva Generación Período Abril 2019 - Septiembre 2019». CENACE.
- [9] Hadi Saadat, *Power System Analysis*, Third Edition. 2010.
- [10] Y. G. Rebours y S. Rossignol, «A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services—Part I: Technical Features», *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 22, n.º 1, p. 8, 2007.
- [11] A. Paredes y W. Cisneros, «Determinación del Factor Bias de frecuencia en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) del Ecuador y verificación de la actuación del control de la frecuencia.», Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2010.
- [12] «Procedimientos de despacho y operación». Regulación No. CONELEC 006/00.
- [13] L. F. F. Gallo, «CALCULO DE LA RESERVA RODANTE EN EL DESPACHO PROGRAMADO», p. 78, 2008.
- [14] K. Ziegler y A. Oneal, «Balancing and Frequency Control», p. 53, 2011.
- [15] J. Zhu, *Optimization of Power System Operation*. John Wiley & Sons, 2009.
- [16] Hassan, Bevrani, *Robust Power System.pdf*, 2nd ed. Springer, 20114.
- [17] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, Third Edition. .
- [18] U. Rudez y R. Mihalic, «Monitoring the First Frequency Derivative to Improve Adaptive Underfrequency Load-Shedding Schemes», *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 26, n.º 2, p. 8, 2011.
- [19] P. M. Anderson y A.-A. A. Fouad, *Power system control and stability*, 2. ed. Piscataway, NJ: IEEE Press [u.a.], 2003.

- [20] I. Egido, F. Fernández-Bernal, P. Centeno, y L. Rouco, «Maximum Frequency Deviation Calculation in Small Isolated Power Systems», *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 24, n.º 4, p. 8, 2009.
- [21] V. V. Terzija, «Adaptive Underfrequency Load Shedding Based on the Magnitude of the Disturbance Estimation», *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 21, n.º 3, p. 7, 2006.
- [22] P. M. Anderson y M. Mirheydar, «A low-order system frequency response model», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 5, n.º 3, pp. 720-729, ago. 1990, doi: 10.1109/59.65898.
- [23] P. M. Anderson y M. Mirheydar, «An adaptative method for setting underfrequency load shedding relays», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, n.º 3, pp. 647-655, may 1992.
- [24] W. J. Palm III, *Control System Engineering*. New York: Wiley, 1986.
- [25] «Parameter Estimation». [En línea]. Disponible en: <https://la.mathworks.com/help/slido/parameter-estimation.html>. [Accedido: 29-oct-2019].
- [26] «How the Software Formulates Parameter Estimation as an Optimization Problem». [En línea]. Disponible en: <https://la.mathworks.com/help/slido/ug/optimization-problem-formulation-for-parameter-estimation.html>. [Accedido: 29-oct-2019].
- [27] K. R. PADIYAR, «ENERGY FUNCTION ANALYSIS FOR POWER SYSTEM STABILITY», *Electric Machines & Power Systems*, vol. 18, n.º 2, pp. 209-210, mar. 1990, doi: 10.1080/07313569008909464.
- [28] T. Athay, R. Podmore, y S. Virmani, «A Practical Method for the Direct Analysis of Transient Stability», *IEEE Trans. on Power Apparatus and Syst.*, vol. PAS-98, n.º 2, pp. 573-584, mar. 1979, doi: 10.1109/TPAS.1979.319407.
- [29] J. Cepeda y J. Rueda, «Identificación de Equivalentes Dinámicos Mediante Optimización de Mapeo Media-Varianza en Ambiente DlgSILENT Power Factory», *Revista Técnica «Energía»*, ene. 2013.
- [30] M. Arias y A. Martínez, «Dinámica de la frecuencia del Sistema Interconectado Ecuador-Colombia», p. 6.

ANEXOS

ANEXO A. Sistema IEEE New England de 39 barras y 10 generadores

ANEXO B. Diagrama de flujo de la metodología para el caso de estudio de aumento de carga.

ANEXO C. Despacho de la Unidades para el Escenario seco con demanda máxima.

ANEXO D. Despacho de la Unidades para el Escenario lluvioso con demanda máxima.

ANEXO E. Diagrama de flujo de la metodología para la aplicación al SNI.

ANEXO A

Sistema IEEE New England de 39 barras y 10 generadores

En el presente anexo, se muestran los parámetros de los elementos del sistema de prueba IEEE de 39 barras, el mismo que se simula en estado estacionario y transitorio en Power Factory y que se utiliza en el desarrollo de esta tesis.

Tabla A.1. Datos de los generadores*

Unidad	H	Ra	x'd	x'q	xd	xq	T'do	T'qo	xl	No.	Snom [MVA]	Vnom [KV]
1	500,0	0	0,006	0,008	0,02	0,019	7,0	0,7	0,003	1	10000	345
2	30,3	0	0,0697	0,170	0,295	0,282	6,56	1,5	0,035	1	700	16,5
3	35,8	0	0,0531	0,0876	0,2495	0,237	5,7	1,5	0,0304	1	800	16,5
4	28,6	0	0,0436	0,166	0,262	0,258	5,69	1,5	0,0295	1	800	16,5
5	26,0	0	0,132	0,166	0,67	0,62	5,4	0,44	0,054	2	300	16,5
6	34,8	0	0,05	0,0814	0,254	0,241	7,3	0,4	0,0224	1	800	16,5
7	26,4	0	0,049	0,186	0,295	0,292	5,66	1,5	0,0322	1	700	16,5
8	24,3	0	0,057	0,0911	0,290	0,280	6,7	0,41	0,028	1	700	16,5
9	34,5	0	0,057	0,0587	0,2106	0,205	4,79	1,96	0,0298	1	1000	16,5
10	42,0	0	0,031	0,008	0,1	0,069	10,2	0,0	0,0125	1	1000	16,5

Tabla A.2. Datos de Líneas/Transformadores*

Líneas					Transformador	
Barra i	Barra j	R	X	B	Relación de Transformación	Ángulo
1	2	0,0035	0,0411	0,6987	0,000	0,00
1	39	0,0010	0,0250	0,7500	0,000	0,00
2	3	0,0013	0,0151	0,2572	0,000	0,00
2	25	0,0070	0,0086	0,1460	0,000	0,00
3	4	0,0013	0,0213	0,2214	0,000	0,00
3	18	0,0011	0,0133	0,2138	0,000	0,00
4	5	0,0008	0,0128	0,1342	0,000	0,00
4	14	0,0008	0,0129	0,1382	0,000	0,00
5	6	0,0002	0,0026	0,0434	0,000	0,00
5	8	0,0008	0,0112	0,1476	0,000	0,00
6	7	0,0006	0,0092	0,1130	0,000	0,00
6	11	0,0007	0,0082	0,1389	0,000	0,00
7	8	0,0004	0,0046	0,0780	0,000	0,00

8	9	0,0023	0,0363	0,3804	0,000	0,00
9	39	0,0010	0,0250	12,000	0,000	0,00
10	11	0,0004	0,0043	0,0729	0,000	0,00
10	13	0,0004	0,0043	0,0729	0,000	0,00
13	14	0,0009	0,0101	0,1723	0,000	0,00
14	15	0,0018	0,0217	0,3660	0,000	0,00
15	16	0,0009	0,0094	0,1710	0,000	0,00
16	17	0,0007	0,0089	0,1342	0,000	0,00
16	19	0,0016	0,0195	0,3040	0,000	0,00
16	21	0,0008	0,0135	0,2548	0,000	0,00
16	24	0,0003	0,0059	0,0680	0,000	0,00
17	18	0,0007	0,0082	0,1319	0,000	0,00
17	27	0,0013	0,0173	0,3216	0,000	0,00
21	22	0,0008	0,0140	0,2565	0,000	0,00
22	23	0,0006	0,0096	0,1846	0,000	0,00
23	24	0,0022	0,0350	0,3610	0,000	0,00
25	26	0,0032	0,0323	0,5130	0,000	0,00
26	27	0,0014	0,0147	0,2396	0,000	0,00
26	28	0,0043	0,0474	0,7802	0,000	0,00
26	29	0,0057	0,0625	10,290	0,000	0,00
28	29	0,0014	0,0151	0,2490	0,000	0,00
12	11	0,0016	0,0435	0,0000	1,006	0,00
12	13	0,0016	0,0435	0,0000	1,006	0,00
6	31	0,0000	0,0250	0,0000	1,070	0,00
10	32	0,0000	0,0200	0,0000	1,070	0,00
19	33	0,0007	0,0142	0,0000	1,070	0,00
20	34	0,0009	0,0180	0,0000	1,009	0,00
22	35	0,0000	0,0143	0,0000	1,025	0,00
23	36	0,0005	0,0272	0,0000	1,000	0,00
25	37	0,0006	0,0232	0,0000	1,025	0,00
2	30	0,0000	0,0181	0,0000	1,025	0,00
29	38	0,0008	0,0156	0,0000	1,025	0,00
19	20	0,0007	0,0138	0,0000	1,060	0,00

*Parámetros sin unidad están en por unidad en base de 100 MVA

Tabla A.3. Datos de barras

Barra	Tipo	Voltaje [p.u.]	Carga		Generador		Unidad
			MW	MVar	MW	MVar	
1	PQ	-	0,0	0,0	0,0	0,0	
2	PQ	-	0,0	0,0	0,0	0,0	
3	PQ	-	322,0	2,4	0,0	0,0	

4	PQ	-	500,0	184,0	0,0	0,0	
5	PQ	-	0,0	0,0	0,0	0,0	
6	PQ	-	0,0	0,0	0,0	0,0	
7	PQ	-	233,8	84,0	0,0	0,0	
8	PQ	-	522,0	176,0	0,0	0,0	
9	PQ	-	0,0	0,0	0,0	0,0	
10	PQ	-	0,0	0,0	0,0	0,0	
11	PQ	-	0,0	0,0	0,0	0,0	
12	PQ	-	7,5	88,0	0,0	0,0	
13	PQ	-	0,0	0,0	0,0	0,0	
14	PQ	-	0,0	0,0	0,0	0,0	
15	PQ	-	320,0	153,0	0,0	0,0	
16	PQ	-	329,0	32,3	0,0	0,0	
17	PQ	-	0,0	0,0	0,0	0,0	
18	PQ	-	158,0	30,0	0,0	0,0	
19	PQ	-	0,0	0,0	0,0	0,0	
20	PQ	-	628,0	103,0	0,0	0,0	
21	PQ	-	274,0	115,0	0,0	0,0	
22	PQ	-	0,0	0,0	0,0	0,0	
23	PQ	-	247,5	84,6	0,0	0,0	
24	PQ	-	308,6	-92,0	0,0	0,0	
25	PQ	-	224,0	47,2	0,0	0,0	
26	PQ	-	139,0	17,0	0,0	0,0	
27	PQ	-	281,0	75,5	0,0	0,0	
28	PQ	-	206,0	27,6	0,0	0,0	
29	PQ	-	283,5	26,9	0,0	0,0	
30	PV	1,0475	0,0	0,0	250,0	-	Gen10
31	SL	0,9820	9,2	4,6	-	-	Gen2
32	PV	0,9831	0,0	0,0	650,0	-	Gen3
33	PV	0,9972	0,0	0,0	632,0	-	Gen4
34	PV	1,0123	0,0	0,0	508,0	-	Gen5
35	PV	1,0493	0,0	0,0	650,0	-	Gen6
36	PV	1,0635	0,0	0,0	560,0	-	Gen7
37	PV	1,0278	0,0	0,0	540,0	-	Gen8
38	PV	1,0265	0,0	0,0	830,0	-	Gen9
39	PV	1,0300	1104,0	250,0	1000,0	-	Gen1

Tabla A.4. AVR IEEET1

Unidad Parámetro	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Tr	0,02	0	0	0	0	0	0	0	0	0,02

Ka	200	6,2	5	5	40	5	40	5	40	200
Ta	0,03	0,05	0,06	0,06	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03
Ke	1	-0,633	-0,0198	-0,525	1	-0,041	1	-0,047	1	1
Te	0,02	0,405	0,5	0,5	0,785	0,471	0,73	0,528	1,4	0,02
Kf	0,05	0,057	0,08	0,08	0,03	0,0754	0,03	0,0854	0,03	0,05
Tf	1,5	0,5	1	1	1	1,246	1	1,26	1	1,5
E1	3,9	3,036	2,3422	2,86806	3,9267	3,5868	2,8017	3,1914	4,2567	3,9
Se1	0,1	0,66	0,13	0,08	0,07	0,064	0,53	0,072	0,62	0,1
E2	5,2	4,04858	3,123	3,82409	5,2356	4,7824	3,7356	4,2553	5,6756	5,2
Se2	0,5	0,88	0,34	0,314	0,91	0,251	0,74	0,282	0,85	0,5
Vrmin	-10	-1	-1	-1	-10	-1	-6,5	-1	-10,5	-10
Vrmax	10	1	1	1	10	1	6,5	1	10,5	10

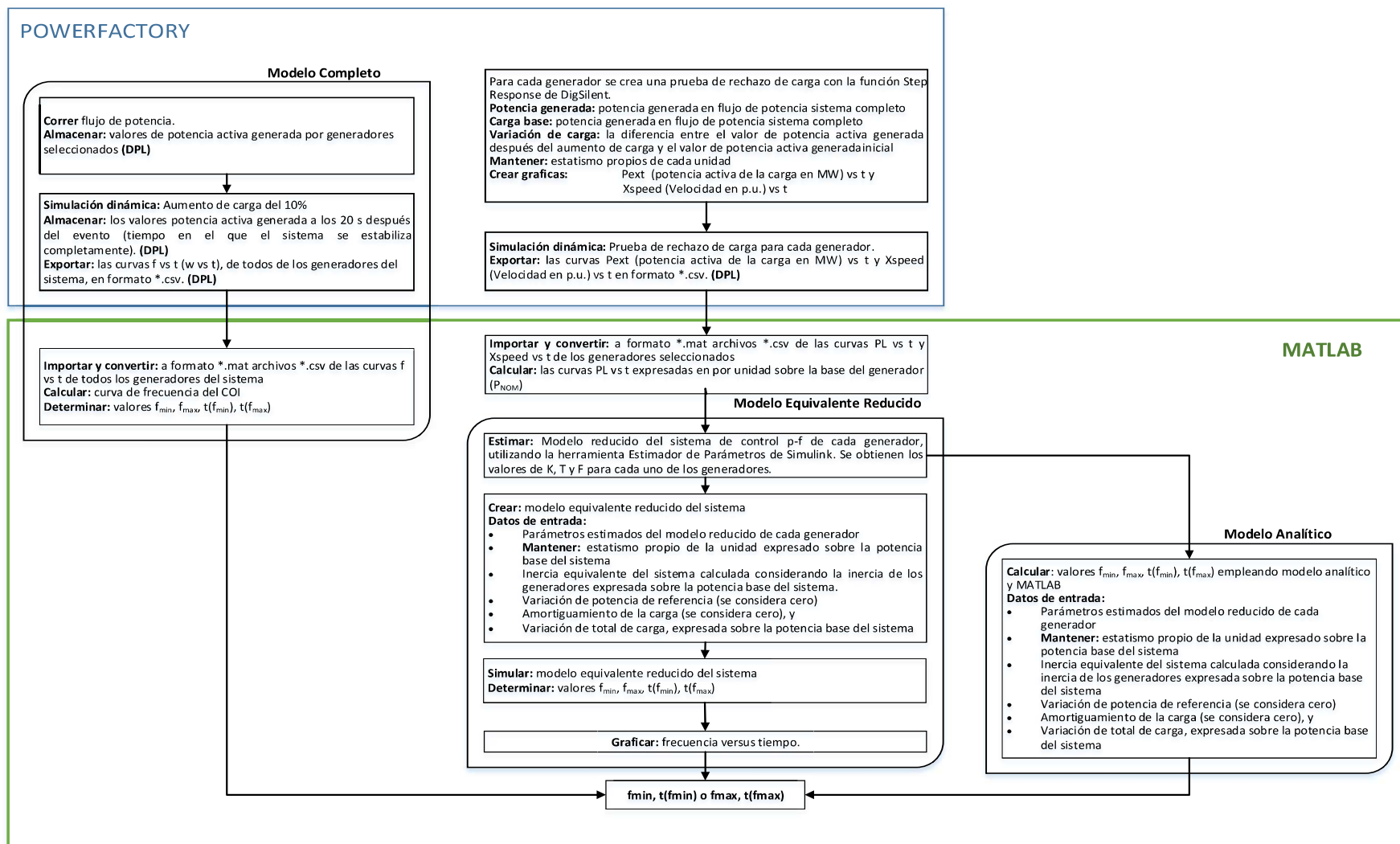
Tabla A.5. GOV TGOV1

Unidad Parámetro	1	2	3	4	5	6	7	8	9
T1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
T2	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
T3	4	5	5	5	5	5	5	5	5
At	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Dt	0	0	0	0	0	0	0	0	0
R	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
PN	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Vmin	0	0	0,06	0,16	0,23	0,19	0,09	0	0,17
Vmax	1	1	1,05	1,05	1,07	1,05	1,05	1	1,07

Tabla A.6. GOV HYG0V

Unidad Parámetro	10
Rt	0,1
Tr	5
Tf	0,05
Tg	0,3
Tw	0,51
At	1,15
Dturb	0
qnl	0,08
Rp	0,04
Velm	0,29
Gmax	0,96
Gmin	0,15

ANEXO B



ANEXO C

Tabla del despacho de la Unidades para el Escenario seco con demanda máxima (24 de octubre del 2019).

Unidad Generadora	Zona	Potencia [MW]	Unidades en paralelo	Potencia entregada [MW]
G HEMB BABA U1	Zona Santo Domingo - Quevedo	21,060	1	7,000
G HEMB DPER U1	Zona Santo Domingo - Quevedo	71,100	1	59,590
G HEMB DPER U2	Zona Santo Domingo - Quevedo	71,100	1	59,590
G HEMB DPER U3	Zona Santo Domingo - Quevedo	71,100	1	59,590
G HEMB MAZA U1	Zona Molino Milagro	85,000	1	85,000
G HEMB PAUT U1	Zona Molino Milagro	100,035	1	77,580
G HEMB PAUT U2	Zona Molino Milagro	100,035	1	77,580
G HEMB PAUT U3	Zona Molino Milagro	100,035	1	77,580
G HEMB PAUT U4	Zona Molino Milagro	100,035	1	77,580
G HEMB PAUT U5	Zona Molino Milagro	100,035	1	77,580
G HEMB PAUT U6	Zona Molino Milagro	117,484	1	77,580
G HEMB PAUT U7	Zona Molino Milagro	117,484	1	77,580
G HEMB PAUT U8	Zona Molino Milagro	117,484	1	77,580
G HEMB PAUT U9	Zona Molino Milagro	117,484	1	77,580
G HEMB PUCA U1	Zona Santa Rosa - Totoras	38,000	1	36,500
G HEMB PUCA U2	Zona Santa Rosa - Totoras	38,000	1	36,500
G HEMB SOPL U1	Zona Molino Milagro	162,450	1	141,770
G HEMB SOPL U2	Zona Molino Milagro	162,450	1	141,770
G HEMB SOPL U3	Zona Molino Milagro	162,450	1	141,770
G HPAS ABAN U1	Zona Molino Milagro	7,704	1	7,700
G HPAS ABAN U2	Zona Molino Milagro	7,704	1	7,700
G HPAS ABAN U3	Zona Molino Milagro	7,704	1	7,700
G HPAS ABAN U4	Zona Molino Milagro	7,704	1	7,700
G HPAS ABAN U5	Zona Molino Milagro	7,704	1	7,700
G HPAS AGOY U1	Zona Santa Rosa - Totoras	79,900	1	65,000
G HPAS AGOY U2	Zona Santa Rosa - Totoras	79,900	1	65,000
G HPAS ALAO U1 U4	Zona Santa Rosa - Totoras	2,624	3	7,500
G HPAS ALAZ U1	Zona Molino Milagro	6,230	1	3,000
G HPAS AMBI U1	Zona Santa Rosa - Totoras	4,250	1	2,000
G HPAS CALO U1 U2	Zona Santo Domingo - Quevedo	9,300	1	8,900
G HPAS CCS U1	Zona Santa Rosa - Totoras	187,560	1	150,390
G HPAS CCS U2	Zona Santa Rosa - Totoras	187,560	1	150,390
G HPAS CCS U3	Zona Santa Rosa - Totoras	187,560	1	150,390
G HPAS CCS U4	Zona Santa Rosa - Totoras	187,560	1	150,390
G HPAS CCS U5	Zona Santa Rosa - Totoras	187,560	1	150,390
G HPAS CHIL U1 U2	Zona Quito	0,904	2	1,800
G HPAS CHTB U1 U2	Zona Molino Milagro	4,050	1	4,000
G HPAS CMOR U1 U2	Zona Molino Milagro	0,600	2	1,200

Unidad Generadora	Zona	Potencia [MW]	Unidades en paralelo	Potencia entregada [MW]
G HPAS CUMB U1 U4	Zona Quito	10,008	2	20,000
G HPAS DELS U1	Zona Molino Milagro	60,003	1	40,230
G HPAS DELS U2	Zona Molino Milagro	60,003	1	40,230
G HPAS DUE U1	Zona Santa Rosa - Totoras	25,200	1	15,000
G HPAS DUE U2	Zona Santa Rosa - Totoras	25,200	1	15,000
G HPAS ECAR U1	Zona Quito	8,000	1	7,000
G HPAS GUAN U1 U5	Zona Quito	2,000	3	5,490
G HPAS HVIC U1 U2	Zona Quito	5,015	1	2,200
G HPAS ILL1 U1 U2	Zona Santa Rosa - Totoras	0,600	2	1,200
G HPAS ILL1 U3 U4	Zona Santa Rosa - Totoras	1,663	2	2,300
G HPAS ILL2 U1 U2	Zona Santa Rosa - Totoras	2,624	2	4,100
G HPAS LORE U1	Zona Quito	2,160	1	2,100
G HPAS LPLA U1 U3	Zona Santa Rosa - Totoras	0,440	3	0,990
G HPAS MAND U1	Zona Santo Domingo - Quevedo	33,300	1	15,000
G HPAS MAND U2	Zona Santo Domingo - Quevedo	33,300	1	15,000
G HPAS NAYO U1 U2	Zona Quito	14,850	2	23,400
G HPAS NORM U1	Zona Molino Milagro	9,923	1	9,000
G HPAS NORM U2	Zona Molino Milagro	9,923	1	9,000
G HPAS NORM U3	Zona Molino Milagro	9,923	1	9,000
G HPAS NORM U4	Zona Molino Milagro	9,923	1	9,000
G HPAS OCAÑ U1	Zona Molino Milagro	13,050	1	8,000
G HPAS PALM U1	Zona Santo Domingo - Quevedo	5,040	1	3,000
G HPAS PAPA U1	Zona Quito	2,160	1	2,160
G HPAS PAPA U2	Zona Quito	4,080	1	0,040
G HPAS PASO U1 U2	Zona Quito	2,250	2	2,600
G HPAS PENI U1 U3	Zona Santa Rosa - Totoras	0,628	1	0,500
G HPAS RECU U1	Zona Quito	14,725	1	7,000
G HPAS SAUC U1	Zona Molino Milagro	4,000	1	4,000
G HPAS SAUC U2	Zona Molino Milagro	4,000	1	4,000
G HPAS SAYM U5	Zona Molino Milagro	4,000	1	0,000
G HPAS SAYM U6	Zona Molino Milagro	4,000	1	0,000
G HPAS SAYM U7	Zona Molino Milagro	3,753	1	3,250
G HPAS SAYM U8	Zona Molino Milagro	3,753	1	3,250
G HPAS SBAR U1	Zona Molino Milagro	17,100	1	16,600
G HPAS SBAR U2	Zona Molino Milagro	17,100	1	16,600
G HPAS SBAR U3	Zona Molino Milagro	17,100	1	16,600
G HPAS SIBI U1 U2	Zona Molino Milagro	7,268	1	4,500
G HPAS SIGC U1	Zona Santa Rosa - Totoras	6,201	1	3,200
G HPAS SIGC U2	Zona Santa Rosa - Totoras	6,201	1	3,200
G HPAS SMCA U1	Zona Santa Rosa - Totoras	2,952	1	2,000
G H TOPO U1	Zona Santa Rosa - Totoras	14,025	1	7,000
G H TOPO U2	Zona Santa Rosa - Totoras	14,025	1	7,000
G TMCI CES2 U7 U12	Zona Santo Domingo - Quevedo	8,350	1	7,000

Unidad Generadora	Zona	Potencia [MW]	Unidades en paralelo	Potencia entregada [MW]
G_TMCI_DAYU_U2	Zona Santa Rosa - Totoras	1,092	1	0,500
G_TMCI_DESC_U1	Zona Molino Milagro	4,800	1	4,300
G_TMCI_DESC_U2	Zona Molino Milagro	4,800	1	4,300
G_TMCI_DESC_U3	Zona Molino Milagro	4,800	1	4,300
G_TMCI_GHER_U1_U6	Zona Quito	5,400	6	31,200
G_TMCI_GROC_U1_U8	Zona Pascuales	4,864	7	29,890
G_TMCI_GUA2_U1	Zona Quito	8,119	1	8,000
G_TMCI_GUA2_U2	Zona Quito	8,119	1	8,000
G_TMCI_GUA2_U3	Zona Quito	8,119	1	8,000
G_TMCI_GUA2_U4	Zona Quito	8,119	1	8,000
G_TMCI_GUA2_U5	Zona Quito	8,119	1	8,000
G_TMCI_GUA2_U6	Zona Quito	8,119	1	8,000
G_TMCI_GUAN_U1_U6	Zona Quito	5,720	4	20,320
G_TMCI_JARA_U10_U14	Zona Santo Domingo - Quevedo	8,293	3	22,890
G_TMCI_JARA_U1_U5	Zona Santo Domingo - Quevedo	8,293	5	38,900
G_TMCI_JARA_U6_U9	Zona Santo Domingo - Quevedo	8,293	4	31,120
G_TMCI_JIV2_U1_U2	Zona Santa Rosa - Totoras	5,818	1	5,000
G_TMCI_JIV3_U1	Zona Santa Rosa - Totoras	11,350	1	10,500
G_TMCI_JIV3_U2	Zona Santa Rosa - Totoras	11,350	1	10,500
G_TMCI_JIV3_U3	Zona Santa Rosa - Totoras	11,350	1	10,500
G_TMCI_LAFA_U1_U4	Zona Santa Rosa - Totoras	24,000	2	0,100
G_TMCI_MAN2_U1_U12	Zona Santo Domingo - Quevedo	1,704	10	16,000
G_TMCI_PAYA_U1	Zona Santa Rosa - Totoras	2,656	1	0,000
G_TMCI_PICH_U1	Zona Molino Milagro	0,869	1	0,720
G_TMCI_PROP_U1_U3	Zona Santo Domingo - Quevedo	3,920	1	1,800
G_TMCI_QUEV_U1	Zona Santo Domingo - Quevedo	1,702	25	40,500
G_TMCI_SEL2_U1_U53	Zona Pascuales	1,702	35	59,150
G_TTGA_MAC1_U2	Zona Molino Milagro	74,900	1	64,600
G_TTGA_MAC2_TM2	Zona Molino Milagro	27,404	1	20,000
G_TTGA_MAC2_TM5	Zona Molino Milagro	27,404	1	20,000
G_TTVA_CESM_U1	Zona Santo Domingo - Quevedo	132,500	1	65,000
G_TTVA_GZEV_TV2	Zona Salitral	73,001	1	70,000
G_TTVA_GZEV_TV3	Zona Salitral	73,001	1	70,000
G_TTVA_ISCA_U1	Zona Molino Milagro	50,000	1	36,000
G_TTVA_TRIN_U1	Zona Pascuales	133,025	1	80,000
G_T_GGRE_U1_U5	Zona Quito	1,142	5	5,000

ANEXO D

Tabla del despacho de la Unidades para el Escenario lluvioso con demanda máxima (13 de marzo del 2019).

Unidad Generadora	Zona	Potencia	Unidades en paralelo	Potencia entregada
G_HEMB_BABA_U1	Zona Santo Domingo - Quevedo	21,060	1	20,000
G_HEMB_BABA_U2	Zona Santo Domingo - Quevedo	21,060	1	20,000
G_HEMB_DPER_U1	Zona Santo Domingo - Quevedo	71,100	1	63,000
G_HEMB_DPER_U2	Zona Santo Domingo - Quevedo	71,100	1	63,000
G_HEMB_DPER_U3	Zona Santo Domingo - Quevedo	71,100	1	63,000
G_HEMB_MAZA_U1	Zona Molino Milagro	85,000	1	85,000
G_HEMB_MAZA_U2	Zona Molino Milagro	85,000	1	85,000
G_HEMB_MISF_U1	Zona Molino Milagro	90,000	1	83,080
G_HEMB_MISF_U2	Zona Molino Milagro	90,000	1	83,080
G_HEMB_PAUT_U1	Zona Molino Milagro	100,035	1	90,790
G_HEMB_PAUT_U10	Zona Molino Milagro	117,484	1	91,710
G_HEMB_PAUT_U2	Zona Molino Milagro	100,035	1	90,790
G_HEMB_PAUT_U3	Zona Molino Milagro	100,035	1	90,790
G_HEMB_PAUT_U4	Zona Molino Milagro	100,035	1	90,790
G_HEMB_PAUT_U5	Zona Molino Milagro	100,035	1	90,790
G_HEMB_PAUT_U6	Zona Molino Milagro	117,484	1	91,710
G_HEMB_PAUT_U7	Zona Molino Milagro	117,484	1	91,710
G_HEMB_PAUT_U8	Zona Molino Milagro	117,484	1	91,710
G_HEMB_PAUT_U9	Zona Molino Milagro	117,484	1	91,710
G_HEMB_PUCA_U1	Zona Santa Rosa - Totoras	38,000	1	35,000
G_HEMB_PUCA_U2	Zona Santa Rosa - Totoras	38,000	1	35,000
G_HEMB_SOPL_U1	Zona Molino Milagro	162,450	1	122,870
G_HEMB_SOPL_U2	Zona Molino Milagro	162,450	1	122,870
G_HEMB_SOPL_U3	Zona Molino Milagro	162,450	1	122,870
G_HPAS_ABAN_U1	Zona Molino Milagro	7,704	1	7,700
G_HPAS_ABAN_U2	Zona Molino Milagro	7,704	1	7,700
G_HPAS_ABAN_U3	Zona Molino Milagro	7,704	1	7,700
G_HPAS_ABAN_U4	Zona Molino Milagro	7,704	1	7,700
G_HPAS_ABAN_U5	Zona Molino Milagro	7,704	1	7,700
G_HPAS_AGOY_U1	Zona Santa Rosa - Totoras	79,900	1	73,260
G_HPAS_ALAO_U1_U4	Zona Santa Rosa - Totoras	2,624	4	8,000
G_HPAS_ALAZ_U1	Zona Molino Milagro	6,230	1	3,000
G_HPAS_AMBI_U1	Zona Santa Rosa - Totoras	4,250	1	2,000
G_HPAS_AMBI_U2	Zona Santa Rosa - Totoras	4,250	1	2,000
G_HPAS_CALO_U1_U2	Zona Santo Domingo - Quevedo	9,300	2	16,600
G_HPAS_CCS_U1	Zona Santa Rosa - Totoras	187,560	1	154,817
G_HPAS_CCS_U2	Zona Santa Rosa - Totoras	187,560	1	154,817
G_HPAS_CCS_U3	Zona Santa Rosa - Totoras	187,560	1	154,817

Unidad Generadora	Zona	Potencia	Unidades en paralelo	Potencia entregada
G_HPAS_CCS_U4	Zona Santa Rosa - Totoras	187,560	1	154,817
G_HPAS_CCS_U5	Zona Santa Rosa - Totoras	187,560	1	154,817
G_HPAS_CCS_U6	Zona Santa Rosa - Totoras	187,560	1	154,817
G_HPAS_CCS_U7	Zona Santa Rosa - Totoras	187,560	1	154,817
G_HPAS_CHIL_U1_U2	Zona Quito	0,904	2	0,900
G_HPAS_CHTB_U1_U2	Zona Molino Milagro	4,050	2	8,000
G_HPAS_CMOR_U1_U2	Zona Molino Milagro	0,600	2	1,200
G_HPAS_CMOR_U3	Zona Molino Milagro	1,200	1	1,200
G_HPAS_CUMB_U1_U4	Zona Quito	10,008	3	27,000
G_HPAS_DELS_U1	Zona Molino Milagro	60,003	1	48,360
G_HPAS_DELS_U2	Zona Molino Milagro	60,003	1	48,360
G_HPAS_DUE_U1	Zona Santa Rosa - Totoras	25,200	1	24,850
G_HPAS_DUE_U2	Zona Santa Rosa - Totoras	25,200	1	24,850
G_HPAS_ECAR_U1	Zona Quito	8,000	1	6,000
G_HPAS_GUAN_U1_U5	Zona Quito	2,000	5	9,000
G_HPAS_HVIC_U1_U2	Zona Quito	5,015	2	6,500
G_HPAS_ILL1_U1_U2	Zona Santa Rosa - Totoras	0,600	2	1,200
G_HPAS_ILL1_U3_U4	Zona Santa Rosa - Totoras	1,663	2	1,800
G_HPAS_ILL2_U1_U2	Zona Santa Rosa - Totoras	2,624	2	3,000
G_HPAS_LCAL_U1	Zona Quito	0,500	1	0,370
G_HPAS_LCAL_U2	Zona Quito	0,500	1	0,370
G_HPAS_LCAL_U3	Zona Quito	1,000	1	0,370
G_HPAS_LORE_U1	Zona Quito	2,160	1	1,000
G_HPAS_LPLA_U1_U3	Zona Santa Rosa - Totoras	0,440	3	1,200
G_HPAS_MAND_U1	Zona Santo Domingo - Quevedo	33,300	1	20,000
G_HPAS_MAND_U2	Zona Santo Domingo - Quevedo	33,300	1	20,000
G_HPAS_NAYO_U1_U2	Zona Quito	14,850	2	15,000
G_HPAS_NORM_U1	Zona Molino Milagro	9,923	1	9,910
G_HPAS_NORM_U2	Zona Molino Milagro	9,923	1	9,910
G_HPAS_NORM_U3	Zona Molino Milagro	9,923	1	9,910
G_HPAS_NORM_U4	Zona Molino Milagro	9,923	1	9,910
G_HPAS_NORM_U5	Zona Molino Milagro	9,923	1	9,910
G_HPAS_OCAÑ_U1	Zona Molino Milagro	13,050	1	13,000
G_HPAS_OCAÑ_U2	Zona Molino Milagro	13,050	1	13,000
G_HPAS_PALM_U1	Zona Santo Domingo - Quevedo	5,040	1	4,900
G_HPAS_PALM_U2	Zona Santo Domingo - Quevedo	5,040	1	4,900
G_HPAS_PAPA_U1	Zona Quito	2,160	1	0,750
G_HPAS_PASO_U1_U2	Zona Quito	2,250	2	2,600
G_HPAS_PENI_U1_U3	Zona Santa Rosa - Totoras	0,628	3	1,500
G_HPAS_RECU_U1	Zona Quito	14,725	1	7,500
G_HPAS_SAUC_U1	Zona Molino Milagro	4,000	1	4,000
G_HPAS_SAUC_U2	Zona Molino Milagro	4,000	1	4,000
G_HPAS_SAUC_U3	Zona Molino Milagro	8,000	1	5,000

Unidad Generadora	Zona	Potencia	Unidades en paralelo	Potencia entregada
G_HPAS_SAYM_U5	Zona Molino Milagro	4,000	1	3,000
G_HPAS_SAYM_U6	Zona Molino Milagro	4,000	1	3,000
G_HPAS_SAYM_U7	Zona Molino Milagro	3,753	1	2,510
G_HPAS_SAYM_U8	Zona Molino Milagro	3,753	1	2,510
G_HPAS_SBAR_U1	Zona Molino Milagro	17,100	1	16,630
G_HPAS_SBAR_U2	Zona Molino Milagro	17,100	1	16,630
G_HPAS_SBAR_U3	Zona Molino Milagro	17,100	1	16,630
G_HPAS_SFRA_U1	Zona Santa Rosa - Totoras	113,130	1	106,000
G_HPAS_SIBI_U1_U2	Zona Molino Milagro	7,268	2	14,000
G_HPAS_SIGC_U1	Zona Santa Rosa - Totoras	6,201	1	4,500
G_HPAS_SIGC_U2	Zona Santa Rosa - Totoras	6,201	1	4,500
G_HPAS_SIGC_U3	Zona Santa Rosa - Totoras	6,201	1	4,500
G_HPAS_SMCA_U1	Zona Santa Rosa - Totoras	2,952	1	2,940
G_H_TOPO_U1	Zona Santa Rosa - Totoras	14,025	1	12,000
G_H_TOPO_U2	Zona Santa Rosa - Totoras	14,025	1	12,000
G_TMCI_DAYU_U1	Zona Santa Rosa - Totoras	1,092	1	0,500
G_TMCI_GROC_U1_U8	Zona Pascuales	4,864	6	23,100
G_TMCI_JARA_U1_U5	Zona Santo Domingo - Quevedo	8,293	4	28,000
G_TMCI_MAN2_U1_U12	Zona Santo Domingo - Quevedo	1,704	11	17,380
G_TMCI_MIRA_U1_U6	Zona Santo Domingo - Quevedo	2,014	6	11,400
G_TMCI_SEL2_U1_U53	Zona Pascuales	1,702	29	47,560
G_TTGA_MAC1_U2	Zona Molino Milagro	74,900	1	40,000
G_TTGA_MAC2_TM1	Zona Molino Milagro	27,404	1	20,000
G_TTGA_MAC2_TM2	Zona Molino Milagro	27,404	1	20,000
G_TTGA_MAC2_TM4	Zona Molino Milagro	27,404	1	20,000
G_TTVA_GZEV_TV2	Zona Salitral	73,001	1	48,200
G_TTVA_GZEV_TV3	Zona Salitral	73,001	1	55,400
G_TTVA_TRIN_U1	Zona Pascuales	133,025	1	65,000
G_T_GGRE_U1_U5	Zona Quito	1,142	5	5,000

ANEXO E

