



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Cálculo de Puntos de Equilibrio Post
Contingencia en Sistemas Eléctricos de
Potencia Considerando la Regulación
Primaria de Frecuencia**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Eléctrico Electrónico

P R E S E N T A

Fernando Ezequiel Azcárate

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Luis Miguel Castro González



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2022



Agradecimientos

La culminación de un proyecto no es únicamente la consecuencia del trabajo individual sino el resultado de la colaboración de incontables seres que nos anteceden, nos acompaña y que transcurrido el tiempo nos precederán. Es por ello que dedico estas palabras a todo aquello que me permitieron culminar mi formación profesional, y no tendiendo el espacio ni el genio para agradecer a todos aquellos que hicieron posible este momento, enlistaré a aquellos que me han acompañado en esta etapa.

A mi madre Myriela Azcárate, que con su vida abrió el camino por el que ahora transito y que con su amor forjó las herramientas con las que ahora trabajo para hacer de mí una persona digna de su admiración y respeto.

A mi abuela Regina Azcárate, que me dio la visión del mundo, y que solo el tiempo pudo ausentarla de su familia. Aún te pienso y te contemplo en mi provenir.

A Carina Granados, quien me acompañó en los momentos críticos y que me dio la fuerza para continuar con este proyecto. Ahora es mi turno de acompañarte.

Al Dr. Luis Miguel Castro, por permitirme realizar este proyecto bajo su dirección. Agradezco el tiempo, la dedicación y el conocimiento compartido durante sus cátedras y en la supervisión de ese trabajo. Sin su incansable esfuerzo, este documento no sería posible.

A mis amigos, Carlos Carvajal, Cristian, Sanabria, Fernanda Villafaña, Irene Puentes, Gerardo Canizal, Rodrigo Cortés y a todos aquellos con los que compartí mi vida durante esta etapa. Veamos que nos depara el futuro.



Contenido

Agradecimientos	1
Contenido.....	2
Lista de Figuras.....	4
Lista de Tablas	6
Capítulo 1. Introducción	7
1.1. Antecedentes y estado del arte	7
1.2. Justificación de la tesis.....	12
1.3. Planteamiento del problema.....	14
1.4. Objetivo de la tesis	15
1.5. Organización de la tesis.....	15
Capítulo 2. Plantas convencionales con control automático de carga-frecuencia.....	16
2.1. Introducción al control de la frecuencia en redes eléctricas.....	16
2.2. Regulación primaria de frecuencia.....	19
2.2.1. Sistema de medición del regulador de velocidad.....	19
2.2.2. Servomecanismo del regulador de velocidad	20
2.2.3. Amortiguación y control de emergencia del regulador de velocidad	21
2.3. Modelo del grupo turbina-generator.....	21
2.3.1. Impacto de la variación de frecuencia en el acoplamiento turbina-generator.....	24
2.4. Modelo de cargas	25
2.5. Modelo del primo motor – turbina	26
2.5. Modelo del gobernador de velocidad.....	27
2.6. Gobernador con regulación de velocidad.....	29
2.6.1. La regulación de velocidad.....	30
Capítulo 3. Modelado de SEP con regulación primaria de frecuencia.....	32
3.1. Introducción al problema de flujos de potencia considerando la frecuencia como variable de estado.....	32
3.1.1. Análisis de flujos de potencia en estado estacionario.....	32
3.1.2. Planteamiento de las ecuaciones de potencia	32
3.1.3. La matriz de admitancias nodales Y_{bus}	34
3.1.4. Generalización del modelo mediante inyección de corrientes.....	37



3.1.5.	Obtención de las ecuaciones generales de desbalance energético	38
3.1.6.	Tipos de nodos	39
3.1.7.	Método de Newton Raphson para la solución del problema de flujos de potencia	41
3.2.	Modelos de generación y carga considerando variación de frecuencia	41
3.2.1.	Consideraciones principales	42
3.2.2.	Modelos de generación	43
3.2.3.	Potencia real del generador.....	43
3.2.3.	Potencia reactiva del generador	44
3.2.4.	Modelo de cargas.....	44
3.3.	Método de solución mediante algoritmo de Newton-Raphson	45
3.4.	Algoritmo para solucionar el problema de flujos de potencia con variación de frecuencia	49
Capítulo 4.	Casos de estudio.....	50
4.1.	Introducción	50
4.2.	Evaluación del sistema eléctrico IEEE de 5 nodos ante perturbaciones	50
4.2.1.	Situación crítica: aumento del 20% de la carga total del SEP	53
4.3.	Evaluación del sistema eléctrico IEEE de 14 nodos ante perturbaciones	56
4.3.1.	Situación de estudio: desconexión del generador G2	59
Capítulo 5.	Conclusiones y trabajos futuros	63
5.1.	Trabajos futuros.....	65
Referencias.....		66
ANEXOS		68



Lista de Figuras

Figura 1.1. Comparación demanda-generación en México	8
Figura 1.2. Capacidad instalada de generación en México (2019)	9
Figura 1.3. Comparativa entre generación y demanda por Región de control.	10
Figura 1.4. Estados afectados por el apagón del 28/12/20 y origen de la falla.....	14
Figura 2.1. Variación de frecuencia en México.....	17
Figura 2.2. Niveles de control de generación	18
Figura 2.3. Regulador centrífugo de Watt	19
Figura 2.4. Servomecanismo del regulador de velocidad.....	20
Figura 2.5. Ilustración del grupo turbina-generador	21
Figura 2.6. Relación entre la variación de frecuencia y la potencia de un generador	24
Figura 2.7. Curva de tolerancia de variación de frecuencia en un generador	25
Figura 2.8. Diagrama de bloques del generador y la carga.....	26
Figura 2.9 Modelo del primo motor.....	27
Figura 2.10. Modelo primo motor-generador-carga	27
Figura 2.11 Esquema del gobernador isócrono	28
Figura 2.12. Comportamiento de unidad generadora con gobernador isócrono.....	29
Figura 2.13. Gobernador con retroalimentación	30
Figura 2.14. Diagrama de bloques del gobernador con caída.....	30
Figura 2.15. Comportamiento ideal de un generador con gobernador de velocidad y regulador	31
Figura 3.1. Modelo esquemático de un SEP simplificado	33
Figura 3.2. Sistema de cuatro nodos usado para deducir la matriz \mathbf{Y}_{bus}	34
Figura 3.3. Sistema de interconexión de dos nodos.....	37
Figura 3.4. Inyección de potencia del nodo k	38
Figura 3.5. Diagrama del nodo k necesaria para obtener el desbalance de potencia nodal	39
Figura 3.6. Algoritmo de solución NR modificado	49
Figura 4.1. Sistema IEEE de 5 nodos	51



Figura 4.2. Comparación de la potencia despachada en SEP de 5 Nodos tras aumento de 20% de carga	54
Figura 4.3. Comparación de voltaje nodal para el sistema de 5 nodos tras aumento del 20% de carga	55
Figura 4.4. Comparación de ángulo nodal para el sistema de 5 nodos tras aumento del 20% de carga	56
Figura 4.5. Sistema de 14 nodos IEEE	57
Figura 4.6. Comparación de la potencia generada ante la desconexión de G2.....	60
Figura 4.7. Comparación de voltajes nodales del sistema de 14 nodos.....	62
Figura 4.8. Comparación de ángulos nodales del sistema de 14 nodos.....	62



Lista de Tablas

Tabla 1. Comparativa entre generación y consumo por Región de control.....	10
Tabla 2. Apagones en México de 2003 a 2020.....	13
Tabla 3 Valores típicos del coeficiente D	26
Tabla 4 Ecuaciones de desajuste asociadas a los diferentes tipos de nodos del sistema	40
Tabla 5 Variables desconocidas y ecuaciones de desajuste por tipo de nodo.....	46
Tabla 6. Voltajes nodales de precontingencia en el sistema de 5 nodos.....	52
Tabla 7. Estado de los generadores en el sistema de 5 nodos.....	52
Tabla 8. Flujos de potencia precontingencia en el sistema de 5 nodos.....	52
Tabla 9. Demanda del sistema de 5 nodos con un incremento del 20%	53
Tabla 10. Frecuencia y potencia generada tras el incremento de 20% carga en el sistema 5 nodos	53
Tabla 11. Voltajes nodales para el SEP tras el aumento del 20% de carga	54
Tabla 12. Voltaje nodal en sistema de 14 nodos antes de la perturbación.....	57
Tabla 13. Estado de los generadores antes de la perturbación en el sistema de 14 nodos.....	58
Tabla 14. Flujos de potencia en el sistema de 14 nodos antes de la perturbación	58
Tabla 15. Frecuencia y potencia generada ante la desconexión de G2.....	59
Tabla 16. Voltajes nodales ante la desconexión de G2.....	61
Tabla 17. Parámetros de líneas de transmisión para el sistema de 5 nodos	68
Tabla 18. Datos de los nodos del sistema de 5 nodos	68
Tabla 19. Datos de los generadores del sistema para el sistema de 5 nodos	68
Tabla 20. Datos característicos de las cargas para el sistema de 5 nodos.....	69
Tabla 21. Datos de las líneas de transmisión del sistema de 14 nodos	69
Tabla 22. Datos de los nodos del sistema de 14 nodos	70
Tabla 23. Datos de los generadores del sistema de 14 nodos	70
Tabla 24. Datos característicos de las cargas para el sistema de 14 nodos.....	70



Capítulo 1.

Introducción

1.1. Antecedentes y estado del arte

En México, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) es una empresa productiva del estado encargada de ofrecer el servicio público de energía eléctrica en la Nación desde 1937 [1]. Entre sus funciones se encuentra ser la responsable de la transmisión y distribución de energía eléctrica en nuestro país. Sin embargo, a partir de la Reforma Energética promulgada en 2013, el capital privado puede participar en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) ofertando energía eléctrica producida con plantas de generación privadas, compitiendo con CFE bajo la regulación del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

Para cumplir con dicha responsabilidad, la CFE debe garantizar el cumplimiento de los criterios de disponibilidad, continuidad y eficiencia en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), quedando estipulado en el Reglamento de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica, capítulo V, artículo 18, que el suministrador de energía, la CFE, debe ofrecer el servicio observando los dos principios siguientes:

- Que la frecuencia eléctrica sea de 60 Hz, con una tolerancia de $\pm 0.33\%$ (59.8 a 60.2 Hz)
- Que la variación en el voltaje, en baja, media y alta tensión no exceda un $\pm 10\%$ y tiendan a reducirse progresivamente [2].

El primero de los principios antes mencionado corresponde al fenómeno conocido como desbalance de carga-generación, en el que la diferencia entre la potencia demandada y la potencia generada en un sistema eléctrico producirá una fluctuación de la frecuencia eléctrica. Su cumplimiento plantea un desafío continuo en la operación del SEN, ya que el consumo de energía eléctrica ha incrementado en México de forma constante un 3.3% de 2015 a 2019 (317.8 TWh) al mismo tiempo que la demanda máxima aumentaba 3.1% en el mismo periodo (46.9 GW) [1], trayendo consigo la necesidad de incrementar la generación de energía eléctrica a la par de optimizar y actualizar los mecanismos de control de generación pertinentes que permitan responder a la demanda y fluctuación de la potencia eléctrica demandada por el SEN. Esta

variación de demanda y generación en el territorio nacional se muestra en la Figura 1.1, donde se aprecia que dicha variación sucede a lo largo del tiempo.

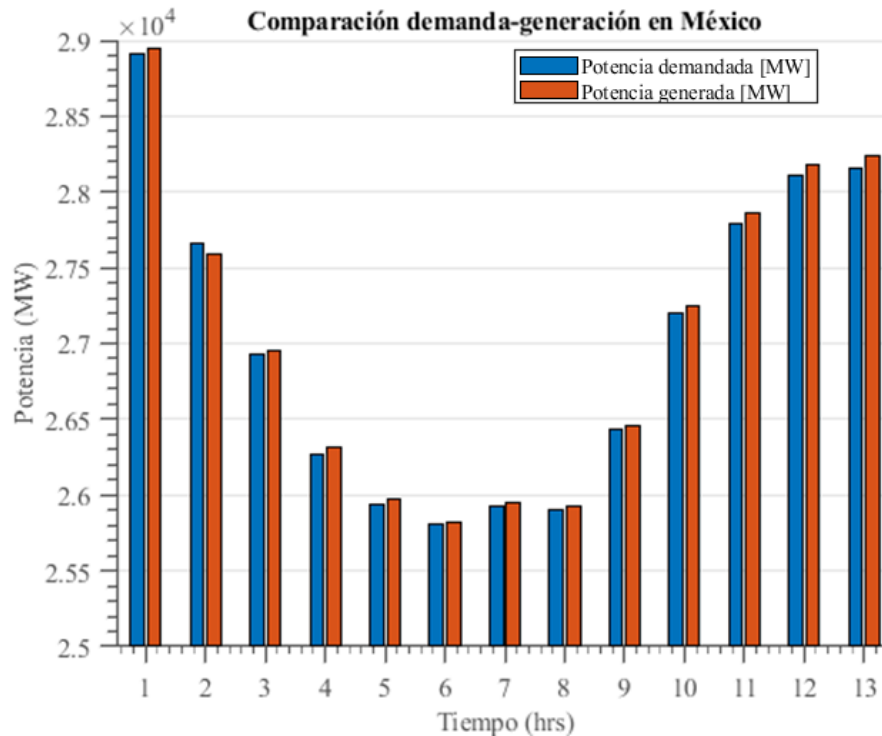


Figura 1.1. Comparación demanda-generación en México¹

Para suplir la demanda de energía para el 31 de diciembre del año 2019, la capacidad instalada en México fue de 79,599 MW de los cuales las centrales de ciclo combinado consistían en el 38.87% del total, las térmicas convencionales 15.78%, las hidroeléctricas 15.85%, y las nucleoelectricas 2.02%. Mientras que las energías intermitentes eoloelectricas y fotovoltaicas representaron 7.49 % y 4.37 %, respectivamente [3]. La contribución de cada tipo de central eléctrica se muestra detalladamente a continuación en la Figura 1.2, mostrando que en México existe una predominancia de las fuentes de energía que incorporan un sistema turbina-generador, mientras que las energías intermitentes apenas comienzan a ser considerables en el SEN.

¹ Datos obtenidos en Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN 2019-2033)

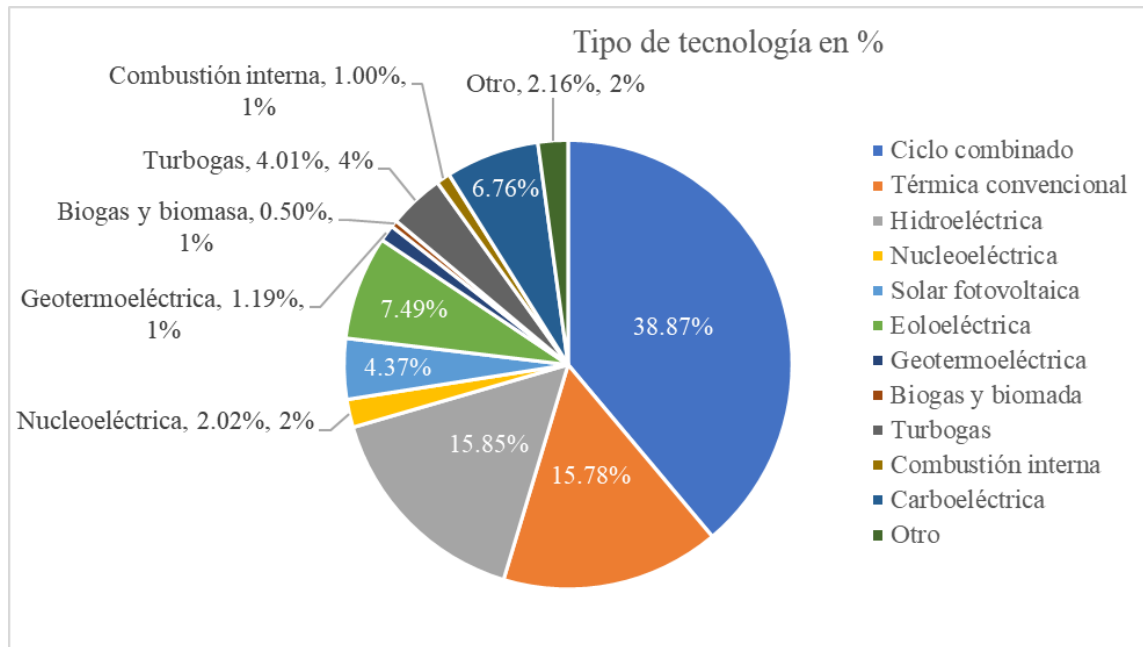


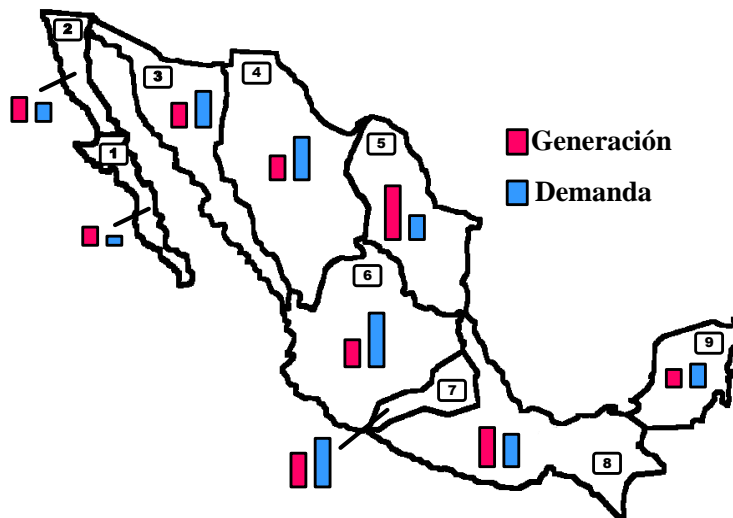
Figura 1.2. Capacidad instalada de generación en México (2019)²

Aunque la capacidad instalada en el SEN es suficiente para suministrar la demanda máxima de potencia, esto no implica que el desbalance de carga-generación no exista puesto que la demanda no es constante y varía a lo largo del tiempo dependiendo del patrón de consumo de energía de los usuarios del sistema. Otro factor que aporta al desbalance es la ubicación geográfica de las unidades de generación y los centros de carga en el país, pues existen zonas de control que presenten superávit de generación que pueden aportar energía eléctrica a aquellas que cuentan con déficit energético [4]. Este fenómeno se puede apreciar en la Tabla 1 y Figura 1.3, donde se muestra la diferencia entre generación y demanda nacional, para cada región de control de CENACE [5], implicando que existe un intercambio de potencia entre distintas regiones del país con el fin de satisfacer la demanda global de energía.

² Datos obtenidos en Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional 2018

Tabla 1. Comparativa entre generación y consumo por región de control³

Regiones de control del SEN			
No	Región	Generación	Consumo
1	B. California S.	3.1 TWh	2.7 TWh
2	B. California	19 TWh	14 TWh
3	Noroeste	22.6 TWh	24.6 TWh
4	Norte	24.2 TWh	27 TWh
5	Noreste	91.4 TWh	56.4 TWh
6	Occidental	37.7 TWh	68.1 TWh
7	Central	41 TWh	61.2 TWh
8	Oriental	66.7 TWh	56.4 TWh
9	Peninsular	11.1 TWh	12.9 TWh

**Figura 1.3.** Comparativa entre generación y demanda por región de control.

El último criterio que se toma en cuenta al satisfacer la demanda de energía es su costo, el cual responde a una ley de mercado ya que se despacha primero las centrales de generación cuya energía es la más barata disponible (usualmente las energías hidroeléctricas e intermitentes). Este entorno de competencia entre generadores de energía es regulado por el MEM, en el cual existen reglas que fomentan la competitividad y garantizan la seguridad de los participantes [6].

³ *Idem*



Ante estos paradigmas de intercambio de potencia demandada y potencia generada existe la necesidad de medir el desbalance entre la carga y la generación. Esto puede lograrse utilizando la frecuencia del sistema como un parámetro de confiabilidad, pues en el estado ideal en que la potencia demandada y la potencia generada son idénticas, el valor de la frecuencia permanece constante y a su valor nominal. Es posible estimar en tiempo real la frecuencia de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) implementando esquemas de monitoreo y procesamiento de señales. Un ejemplo de ellos es el sistema conocido como *Wide-Area Frequency Monitoring Network* (FNET), que utiliza la tecnología de *Frequency Disturbance Recorder* (FDR) para medir las señales de tensión a lo largo de un SEP, el cual es capaz de estimar el valor de frecuencia en tiempo real con un error de ± 0.0005 Hz [7].

Aunque la tecnología de monitoreo nos permita diagnosticar el desbalance de carga-generación de forma dinámica, esto no es suficiente pues en un SEP la planeación y el análisis de eventos adversos es fundamental y requiere de herramientas propias para ejecutar sus diagnósticos y previsiones. Es por ello por lo que se han desarrollado herramientas digitales que permiten estimar la variación de frecuencia ante disturbios que afecten el balance de carga y generación. Una de las herramientas es el método desarrollado por el Dr. Okamura et al. en 1975 [8], mismo que permite estudiar el estado estable de un SEP a gran escala después de una contingencia que impacte el balance de potencia mediante la modificación del reconocido algoritmo de Newton-Raphson para flujos de potencia. Este desarrollo matemático demostró que es posible estimar el desbalance de carga-generación mediante la desviación de frecuencia de una forma eficaz ya que el algoritmo implementado economiza los recursos computacionales necesarios para analizar grandes SEP. Este método considera un modelo de generación tradicional (turbina-generador) e incorpora el esquema *Automatic Load-Frequency Control* (ALFC) en sus unidades generadoras, por lo que también estima el comportamiento de las plantas generadoras tras la perturbación del sistema, indicando la potencia real que deberán inyectar a la red para compensar la desviación de frecuencia del sistema.

Las ventajas de este método sentaron las bases para el desarrollo de herramientas matemáticas actualizadas al contexto global. Tal fue el caso del algoritmo publicado por el Dr. Castro et al. [9] en el año 2012, en el cual se incorpora satisfactoriamente al problema la generación eólica considerando que en las turbinas eólicas existe una “reserva” que permite una compensación de frecuencia en caso de ocurrir un desbalance de carga-generación en el SEP.



Esta reserva es posible gracias al control del ángulo de incidencia del viento en las aspas en las turbinas generadoras, lo que permite a los generadores eólicos funcionar ligeramente por debajo de su operación óptima, entregando al sistema la mayoría de la potencia eléctrica generada por el viento, dejando un margen necesario en caso de que se requiera inyectar más energía para compensar el desbalance en el sistema. Este tipo de análisis resultan necesarios para conocer el impacto de dicha tecnología en la regulación de frecuencia en SEP con alta penetración eólica.

Finalmente, el esfuerzo realizado por los investigadores del área eléctrica se concreta en la implementación de algoritmos en software especializado para el estudio de SEP reales. Tal es el caso del programa PSS®E, software desarrollado por PTI/SIEMENS ampliamente utilizado en el estudio de sistemas eléctricos a nivel global y que en su versión 34 incorpora la capacidad de realizar estudios de flujos de potencia considerando desbalances en la generación o la demanda eléctrica del sistema [10]. Esta herramienta considera dos situaciones, la primera es la respuesta de los generadores durante los primeros 0.5 segundos tras la perturbación, lo que significa que esta reacción dependerá totalmente de la inercia de las máquinas. En la segunda situación se contempla la respuesta del gobernador de velocidad de las plantas generadoras y da como resultado el redespacho de potencia segundos después de la perturbación mostrando el estado permanente del sistema y la desviación de frecuencia resultante del evento.

1.2. Justificación de la tesis

En 1882 se inauguró el primer SEP en el mundo [11], hoy después de 139 años, los sistemas eléctricos han alcanzado una escala y complejidad tecnológica colosales, sin embargo, el problema a resolver es esencialmente el mismo: suministrar energía eléctrica a todos los usuarios del sistema. El cumplimiento de este suministro es garantizado por el equilibrio entre la potencia eléctrica demandada y la potencia eléctrica generada, siendo de gran importancia mantener ese equilibrio permanentemente. Sin embargo, por la naturaleza intermitente de la demanda existen desbalances entre la potencia de carga y generación que requieren de atención, pues si estos no son atendidos pueden provocar fallos en la red eléctrica, corriendo el riesgo de una interrupción parcial o total del suministro eléctrico.



La variable que permite el monitoreo del desbalance de potencia es la frecuencia eléctrica del SEP. Su desviación indica la magnitud y el sentido del desbalance entre carga y generación, siendo que si esta es negativa indicará una falta de generación, mientras que si es positiva se deberá a un exceso de esta. Esta consideración permite el desarrollo de tecnología que garantice la respuesta en tiempo real de las plantas de generación ante variaciones de carga, no obstante, existen eventos de mayor magnitud que exceden la respuesta de los generadores y que son potencialmente dañinos para el sistema. Es por ello por lo que es necesario desarrollar herramientas que permitan simular con la mayor exactitud dichos eventos para estudiarlos a detalle y determinar las acciones pertinentes para evitar sucesos catastróficos.

Uno de estos eventos sucedió en el Sistema Eléctrico Interconectado (SIN) el 28 de diciembre de 2020, cuya consecuencia fue la desconexión de millones de usuarios en el país a causa de un desbalance de carga-generación [12], siendo el apagón que más usuarios ha afectado en el histórico nacional hasta el 2020 como se muestra en la Tabla 2. El evento sucedió a las 14:27 horas entre Linares, N.L. y Güemez, Tamaulipas. al salir de operación dos líneas de transmisión de 400 kV debido a un incendio localizado debajo de la instalación lo que provocó su salida de operación, interrumpiendo el flujo de potencia de 900 MW, provocando una oscilación en la frecuencia eléctrica entre 61.3 Hz y 58.7 Hz. Esta oscilación activó las protecciones pertinentes sacando de servicio 4 líneas de transmisión, 18 centrales de generación (9.3 GW) y a 10.3 millones de usuarios (8.7 GW) lo que representó el 30% de la demanda total, es decir la cuarta parte de la población en todo el territorio nacional [12]. En la Figura 1.4 se muestra el territorio afectado por el apagón.

Tabla 2. *Apagones en México de 2003 a 2020⁴*

No.	Fecha	Lugar	Usuarios afectados	Duración
1	28-dic-20	Diversos estados (Figura 1.4)	10 millones	1 hr
2	03-dic-03	Península de Yucatán	4.5 millones	6 hr
3	08-sep-11	Mexicali	3.5 millones	7 hr
4	10-sep-17	Nuevo León	3.2 millones	4 hr
5	23-may-17	Península de Yucatán	1.7 millones	9.5 hr
6	18-mar-08	Monterrey	330 mil	1 día
7	04-feb-11	Chihuahua	117 mil	3 días

⁴ Datos obtenidos de [12]

El reporte técnico de la CFE indicó que, durante el suceso, la demanda total del sistema era de 32 GW, siendo muy baja respecto a la demanda máxima anual de 48 GW y que era suministrada en un 28% por energía intermitente eólica y fotovoltaica, máximo histórico en la CFE, lo que provocó violentas oscilaciones de frecuencia debido a que la capacidad de compensación de la tecnología de generación intermitente es reducida respecto a la tecnología de generación tradicional. Es por ello por lo que los especialistas en confiabilidad en SEP deben realizar estudios especializados y proponer soluciones para evitar catástrofes similares cuando exista un incremento de generación en el sistema, sea convencional o intermitente.



Figura 1.4. Estados afectados por el apagón del 28/12/20 y origen de la falla⁵

1.3. Planteamiento del problema

Para resolver el problema y lograr desarrollar una herramienta que permita calcular la frecuencia eléctrica de un SEP ante desbalances de carga-generación, es necesario contar con modelos apropiados y un método matemático formal que brinde la información necesaria que avale los resultados estimados. Por esta razón, se plantea emplear un modelo ampliamente estudiado y un método para resolver las ecuaciones de dicho modelo, que resulta económico computacionalmente y es dominado ampliamente como lo es el método de Newton-Raphson (NR) para resolver sistemas de ecuaciones no lineales incluyendo la frecuencia como variable de estado adicional.

⁵ Datos obtenidos de [12]



1.4. Objetivo de la tesis

El objetivo de la tesis es desarrollar una herramienta ingenieril que permita calcular los puntos de equilibrio de un sistema eléctrico para simular lo siguiente:

- El estado permanente de un sistema eléctrico mediante un estudio de flujos de potencia.
- El incremento o decremento de carga en un sistema eléctrico, así como la desconexión súbita de un generador en cualquiera de los nodos.
- Estimar el desbalance de carga-generación en un SEP tras una perturbación mediante la desviación de frecuencia y presentar el impacto de esta en el estado permanente del SEP postcontingencia mediante un estudio de flujos de potencia.

1.5. Organización de la tesis

Este documento de tesis está conformado por 5 capítulos, revisados a continuación.

El **Capítulo 1** presenta el contexto del tema de estudio, comenzando con una introducción al panorama nacional del sistema eléctrico en términos del balance carga-generación para finalmente justificar el tema de tesis dada su relevancia técnica.

El **Capítulo 2** aborda la justificación formal de la asociación entre el desbalance de carga-generación con la desviación de frecuencia eléctrica y presenta un modelo matemático para unidades generadoras incorporando dicha desviación y su impacto en la generación de energía.

El **Capítulo 3** contiene el desarrollo matemático del algoritmo presentado en esta tesis. Repasando el algoritmo NR tradicional y detallando su modificación hasta lograr el algoritmo central del tema.

El **Capítulo 4** muestra los resultados de aplicar el algoritmo modificado de NR para calcular la desviación de frecuencia de SEP. Primero se valida el método comparando los resultados obtenidos al analizar un incremento de carga en el sistema de 5 nodos IEEE contra los resultados calculados por el software PSSE Xplore. Después, se analizan dos situaciones críticas del sistema de 14 nodos IEEE con la herramienta desarrollada.

El **Capítulo 5** presenta las conclusiones de este trabajo escrito y se proponen nuevos temas de investigación a partir de este trabajo de tesis.



Capítulo 2.

Plantas convencionales con control automático de carga-frecuencia

2.1. Introducción al control de la frecuencia en redes eléctricas

Al realizar el análisis de un SEP en condición de estado estacionario, se acota el problema asumiendo, entre otras cosas, que no existe una variación en la generación de energía ni en la potencia demandada por la carga conectada. Es decir, la potencia inyectada y la potencia demandada en el sistema son constantes permanentemente, sin embargo, en un sistema real la potencia demandada está en constante incremento y decremento a lo largo del tiempo respondiendo a la conexión y desconexión de carga conectada a la red eléctrica.

Las variación entre la potencia generada y la potencia demandada obliga a la red eléctrica a recuperar el equilibrio inyectando o retirando potencia eléctrica del SEP mediante sus plantas de generación (generadores síncronos), las cuales están compuestas tradicionalmente por el acoplamiento de una turbina (de agua o de vapor) con una máquina eléctrica síncrona trifásica. Estas reaccionan al desbalance de carga-generación variando la velocidad de las turbinas, disminuyendo si se incrementa la carga y viceversa. Esto tiene como consecuencia una variación en la frecuencia de la red eléctrica, como se muestra en la Figura 2.1, que se desvia a través del tiempo de su valor nominal (60 Hz o 50 Hz) [13]. Por esta razón, la variación de frecuencia es un indicador confiable del desbalance de carga-generación. Sin embargo, el interés que despierta no se encuentra únicamente en el ámbito de la medición sino en uno mucho más amplio ya que una variación de frecuencia impacta a todo el SEP: desde modificar la velocidad de los motores asíncronos, fundamentales a nivel industrial, hasta cambiar los parámetros de las líneas de transmisión ya que la reactancia inductiva y capacitiva dependen de la frecuencia.

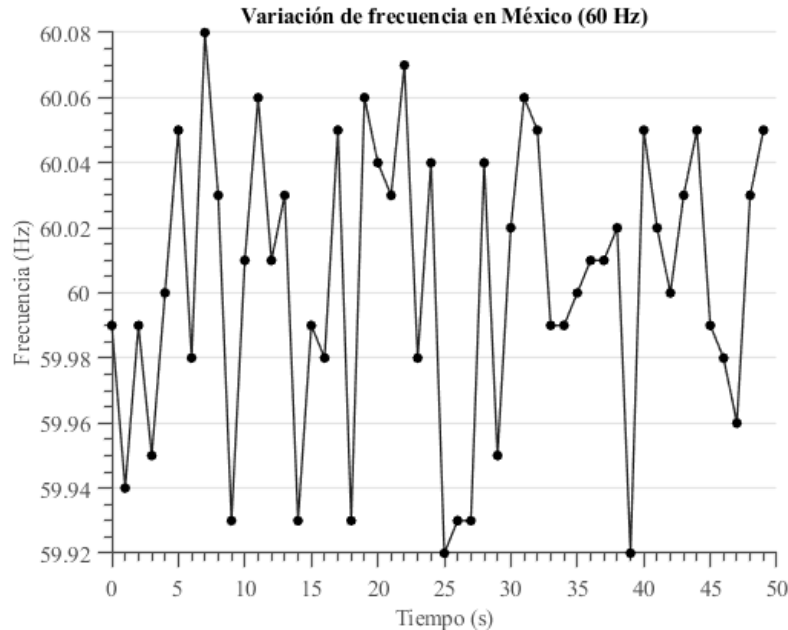


Figura 2.1. Variación de frecuencia en México

La variación de la frecuencia eléctrica no será la misma en todos los puntos del sistema debido a que los cambios de carga suceden en puntos específicos. La frecuencia es la misma para todo el SEP únicamente en estado permanente, además de que la desviación de frecuencia respecto a su valor nominal es pequeña (aunque no por ello insignificante). Por lo tanto, se puede asumir que dicha variación es la misma para todo el sistema y que todas las unidades generadoras conectadas compensarán el desbalance de carga-generación al mismo tiempo [13]. Para que los generadores del sistema eléctrico puedan compensar los cambios de carga-generación, estos deben funcionar bajo un esquema de control organizado en tres niveles, mostrados en la Figura 2.2 respecto a su área de aplicación:

Regulación primaria: La respuesta más rápida de los generadores ante los cambios de carga es la regulación primaria, que consiste en la habilidad del generador para satisfacer la ley de conservación de la energía empatando la potencia mecánica de la turbina con la potencia eléctrica demandada por la carga mediante la velocidad de giro del eje. Este control actúa de forma local en un margen de tiempo entre 2 s y 20 s.

Regulación secundaria: La potencia generada por cada unidad de generación es regulada por el control primario, pero si se quiere controlar la potencia transferida en las líneas de transmisión en

un SEP se recurre a la regulación secundaria, que controla el intercambio de potencia entre áreas eléctricas vecinas. Este control actúa en un margen de tiempo entre 20 s y 2 minutos.

Regulación terciaria: Finalmente, en los SEP modernos, la conexión o desconexión de grandes volúmenes de carga y de generación son estimadas con semanas, meses o incluso años de antelación. Con dichas estimaciones se realiza un despacho de generación buscando una repartición óptima de la carga y generación. Dicho despacho de generación es conocido como regulación terciaria y tiene un margen de tiempo superior a los 10 minutos.

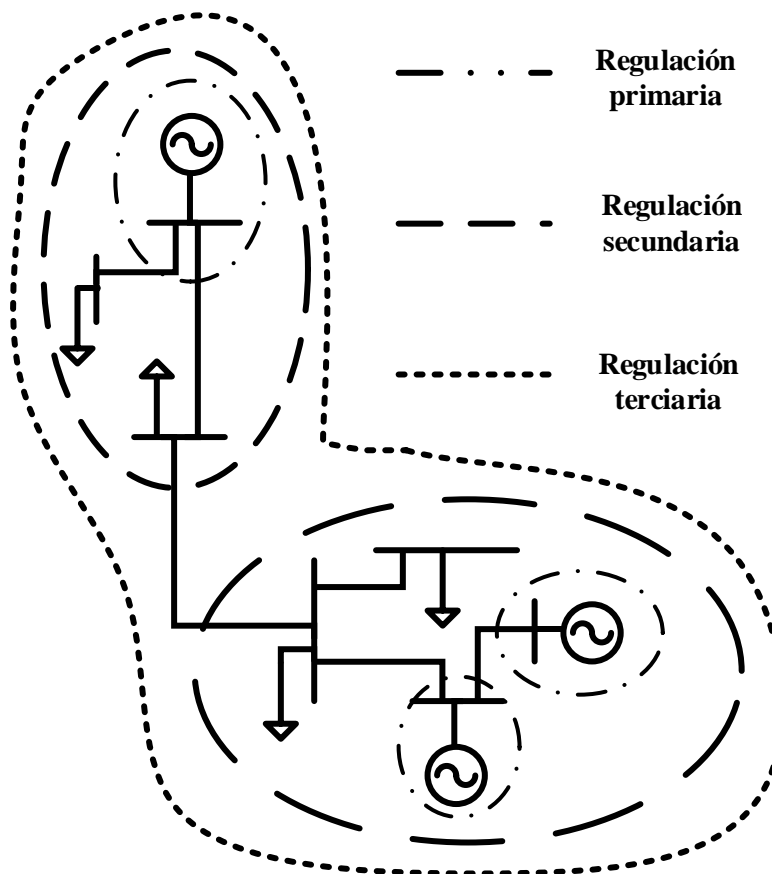


Figura 2.2. Niveles de control de generación

En esta tesis solamente se abarcará el primer mecanismo de control, es decir la regulación primaria, al ser el esquema cuya velocidad de actuación es la más alta y tiene el mayor impacto en la frecuencia del sistema

2.2.Regulación primaria de frecuencia

La regulación primaria de generación atiende únicamente al control individual de la potencia activa que inyecta una unidad generadora a la red en respuesta a la variación de carga. Dicha potencia se define por el par mecánico de la turbina (sea de vapor o hidráulica) controlado por un gobernador de velocidad compuesto por un sistema de medición (tacómetro y acelerómetro) encargado de monitorear la variación de la velocidad angular, seguido de un servomecanismo que regula la admisión de la turbina siguiendo la señal del dispositivo de medición. En este mecanismo se incluyen las válvulas, presas y demás mecanismos hidráulicos encargados de controlar el flujo de entrada de la turbina. Adicionalmente se incluye un mecanismo de amortiguamiento que reduce las oscilaciones del sistema [13].

2.2.1. Sistema de medición del regulador de velocidad

El sistema de medición del regulador de velocidad permite conocer la variación de la velocidad angular de la turbina, recordando que esta reaccionará a la variación de carga del generador y es medida por un regulador centrífugo de Watt, ejemplificado en la Figura 2.3. Este es un dispositivo constituido por varias masas volantes que giran alrededor de un eje vertical y cambian de posición en función de la velocidad de la flecha de la turbina, o en su caso de un motor auxiliar, y que desplazan una masa M que es la que determina la acción del servomecanismo. La posición de referencia del cuerpo M (reposo) puede ser modificado por medios externos y establece la velocidad en vacío del generador [13].

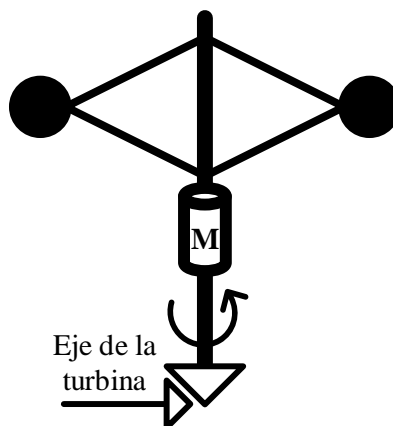


Figura 2.3. Regulador centrífugo de Watt

Si se busca incrementar el tiempo de respuesta del gobernador de velocidad se puede agregar al sistema un acelerómetro, que como su nombre lo indica, mide la aceleración de la máquina mediante un volante acoplado elásticamente al eje de la máquina que se atrasa o adelanta según la aceleración de la flecha. Este movimiento se traduce en una señal para el servomecanismo, que opera antes que el regulador centrífugo al mismo tiempo que reduce las oscilaciones provocadas por este [13].

2.2.2. Servomecanismo del regulador de velocidad

El sistema de control de flujo del regulador está constituido por los mecanismos necesarios para regular el flujo que ingresa a la turbina del generador y sus componentes (válvulas, deflectores, etc.) dependen del tipo de turbina acoplada al generador. Estos mecanismos deben responder a la señal del sistema de medición, esto es una tarea complicada ya que la inercia del flujo de la turbina es enorme debido a su volumen o presión por lo que se requiere una etapa de amplificación entre la salida del tacómetro/acelerómetro y el mecanismo regulador [13], [14]. A esta etapa se le llama servomecanismo del regulador de velocidad y está compuesto por una fuente de aceite a presión, una válvula piloto que controla el paso de aceite y el servomotor que traduce el flujo de aceite en movimiento de los mecanismos reguladores como se muestra en la Figura 2.4.

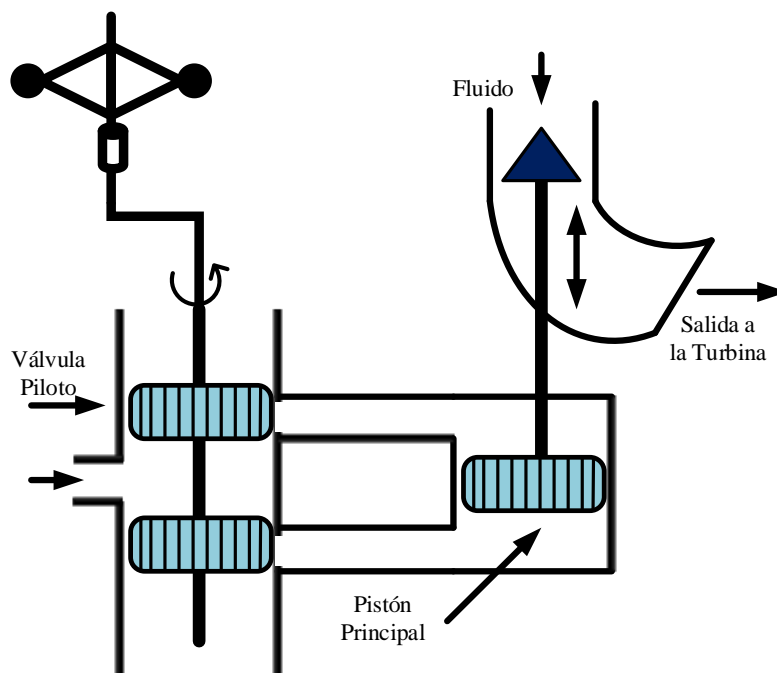


Figura 2.4. Servomecanismo del regulador de velocidad

2.2.3. Amortiguación y control de emergencia del regulador de velocidad

Debido al lazo de control del regulador de velocidad, existe una oscilación en el sistema producto del tiempo de reacción de la turbina, ya que el mecanismo de admisión sigue a la señal producida por el sistema de medición, es por esto por lo que debe existir una retroalimentación negativa que estabilice la operación, disminuyendo suavemente la velocidad del tacómetro para reducir la amplitud de las oscilaciones del servomecanismo. Para lograr este propósito se agrega al regulador un mecanismo de amortiguación (*dashpot*), que puede consistir en un émbolo adicional, y en caso de no lograr estabilizar el funcionamiento entrar en acción el control de emergencia, que cierra la admisión de la turbina en caso de exceder una velocidad de rotación preestablecida, incluso recurriendo a un freno para reducir rápidamente el desplazamiento de la turbina [13].

2.3. Modelo del grupo turbina-generator

Para conocer en mayor profundidad el comportamiento de la regulación primaria de frecuencia se debe modelar matemáticamente el acoplamiento turbina-generator mostrado en la Figura 2.5.

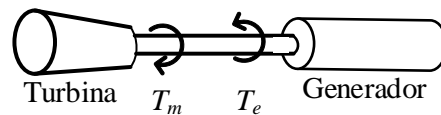


Figura 2.5. Ilustración del grupo turbina-generator

Se parte definiendo la relación:

$$J\alpha = T_m - T_e \quad (2.1)$$

la cual indica que el par mecánico T_m aumenta la aceleración α del eje mientras que el par eléctrico T_e en proporción al momento de inercia de la máquina J [15]. Expresando la aceleración como la segunda derivada del ángulo θ se obtiene:

$$J \frac{d^2\theta}{dt^2} = T_m - T_e \quad (2.2)$$



que es una expresión útil, sin embargo, el análisis se enfoca en la desviación $\Delta\theta$ y $\Delta\omega$ respecto a un valor de referencia θ_0 y ω_0 , respectivamente [15], por lo que se define la desviación de la velocidad angular como:

$$\Delta\omega = \omega - \omega_0 \quad (2.3)$$

Y recordando que la segunda derivada del ángulo de fase es la primera derivada de la velocidad angular, y escribiéndolas en términos de sus desviaciones entonces:

$$\frac{d^2\theta}{dt^2} = \frac{d\omega}{dt} = \frac{d(\omega - \omega_0)}{dt} = \frac{d\Delta\omega}{dt} \quad (2.4)$$

Si se sustituye (2.4) en (2.2) y dividiendo por la inercia de la máquina, entonces:

$$\frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{1}{J}(T_m - T_e) \quad (2.5)$$

El siguiente paso es expresar los términos de velocidad angular y torque en por unidad, dividiendo la expresión (2.5) entre la velocidad angular de la máquina respecto a la frecuencia de referencia ω_{base} y entre el torque base T_{base} :

$$\frac{d\Delta\omega}{dt} \frac{1}{T_{base}} = \frac{1}{J\omega_{base}}(T_m - T_e) \quad [\text{pu}] \quad (2.6)$$

El torque base está referido a la potencia base de la máquina S_{base} y a su velocidad angular ω_{base} de la siguiente forma:

$$T_{base} = \frac{S_{base}}{\omega_{base}} \quad (2.7)$$

Por lo que si se multiplica la expresión (2.6) por T_{base} y se sustituye por la definición mostrada en (2.7), a partir de este momento todas las ecuaciones están expresadas en por unidad

$$\frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{S_{base}}{J\omega_{base}^2}(T_m - T_e) \quad [\text{pu}] \quad (2.8)$$

Para continuar, se define el parámetro H , que es la constante de inercia de la máquina que indica la energía cinética acumulada en el eje a la velocidad síncrona dividida entre la potencia base [16].



Se comienza expresando la energía cinética acumulada en el rotor en términos de la velocidad angular y el momento de inercia de la máquina:

$$W = \frac{1}{2} J \omega_{base}^2 \quad (2.9)$$

por lo tanto, se define el parámetro H como:

$$H = \frac{J \omega_{base}^2}{S_{base}} \quad (2.10)$$

Sustituyendo la ecuación (2.10) en (2.8) resulta en:

$$\frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{1}{2H} (T_m - T_e) \quad [\text{pu}] \quad (2.11)$$

La ecuación (2.11) muestra la variación de frecuencia en términos de la velocidad angular respecto al desbalance de pares en la turbina en por unidad que se presenta cuando existe una variación de carga. Ahora bien, resultará conveniente expresarla en términos de potencia y para lograrlo se define la desviación de potencia en la máquina respecto a su par y velocidad angular:

$$P_0 + \Delta P = (\omega_0 + \Delta\omega)(T_0 + \Delta T) \quad (2.12)$$

$$P_0 + \Delta P = \omega_0 T_0 + \omega_0 \Delta T + T_0 \Delta\omega + \Delta\omega \Delta T \quad (2.13)$$

Si se toma únicamente los incrementos de velocidad angular y par, y se desprecia el término que involucra ambos incrementos debido a que es un valor muy pequeño [14], se obtiene:

$$\Delta P = \omega_0 \Delta T + T_0 \Delta\omega \quad (2.14)$$

Utilizando la ecuación (2.14) para representar la diferencia de potencia mecánica y eléctrica en el eje de la máquina:

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \omega_0 (\Delta T_m - \Delta T_e) + \Delta\omega (T_{m0} - T_{e0}) \quad (2.15)$$

Si la máquina está operando en estado permanente entonces $T_{m0} - T_{e0} = 0$ y al estar representado en por unidad, $\omega_0 = 1$, por lo que:

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \Delta T_m - \Delta T_e \quad (2.16)$$

La expresión anterior muestra que en régimen permanente la diferencia entre los incrementos del par en la flecha es igual a la diferencia en los incrementos de potencia real del generador, y que sustituyendo la ecuación (2.16) en (2.11) se tiene :

$$\frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{1}{2H} (P_m - P_e) \quad (2.17)$$

que es conocida como la *ecuación de oscilación de la máquina síncrona*.

Si se aplica la transformada de Laplace a la ecuación (2.17):

$$\frac{1}{2H} s\Delta\omega = P_m - P_e \quad (2.18)$$

que representada en diagrama de bloques queda como:

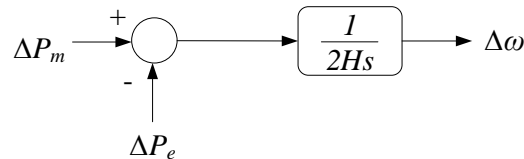


Figura 2.6. Relación entre la variación de frecuencia y la potencia de un generador

2.3.1. Impacto de la variación de frecuencia en el acoplamiento turbina-generador

En una máquina síncrona operando en régimen permanente, la velocidad de giro del eje de la turbina es la misma que la velocidad de giro del campo magnético producido por el estator. Dicho valor está definido por $2\pi f$ y es conocido como la velocidad síncrona de la máquina [13].

La frecuencia eléctrica varía constantemente en las corrientes del estator por lo que existen pequeños incrementos y decrementos de la velocidad de rotación del campo magnético lo que producen pares pulsantes en el eje de la turbina cuando esta trata de alcanzar la velocidad de rotación del campo magnético. Si estos pares pulsantes son generados por variaciones de frecuencia mayores al 1% respecto de la velocidad nominal, dañarán el equipo y reducirán su tiempo de vida útil del generador. Es por ello que las unidades generadoras cuentan con una curva

de desviaciones toleradas como se muestra en la Figura 2.7, donde se observa que entre mayor sea la duración de la variación de frecuencia, menor es la tolerancia de la máquina a la desviación de frecuencia, lo recomendable es que si existen variaciones mayores al 1% estas sean lo más cortas posibles [13].

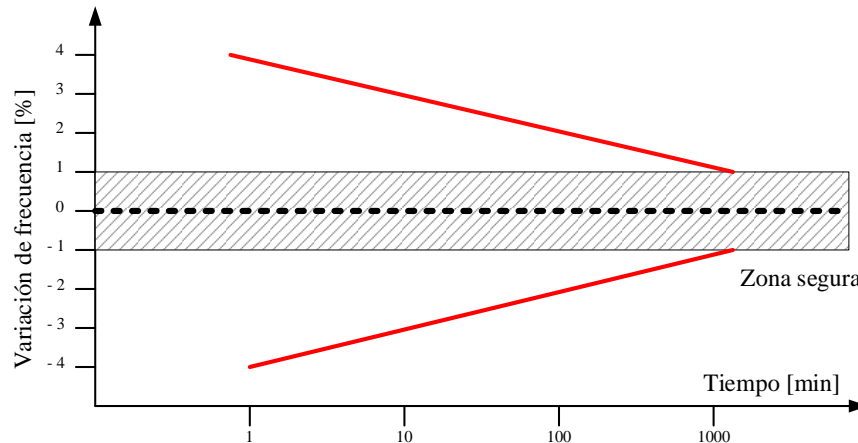


Figura 2.7. Curva de tolerancia de variación de frecuencia en un generador

2.4. Modelo de cargas

En los sistemas eléctricos de potencia la naturaleza de las cargas es variada, desde los sistemas de iluminación, pasando por las cargas domésticas y comerciales hasta los motores utilizados en la maquinaria industrial, cada una con una respuesta diferente ante la variación de frecuencia en el sistema [15]. En los sistemas reales, la maquinaria industrial es la que mayor consumo de potencia tiene, a su vez que tiene la mayor sensibilidad ante la variación de frecuencia debido a que están diseñadas para funcionar a una velocidad nominal y si este cambio impacta directamente en su comportamiento y vida útil. Debido a esto el modelo se enfoca únicamente este sector.

Dado lo anterior, la variación de la potencia demandada respecto a la frecuencia es:

$$\Delta P_L = D \Delta \omega \quad (2.19)$$

donde D es la relación en por unidad de la variación de potencia respecto a la variación de frecuencia del sistema cuya representación en diagrama de bloques es la siguiente:

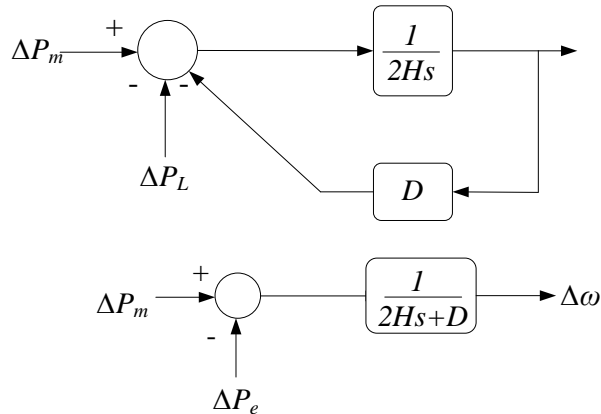


Figura 2.8. Diagrama de bloques del generador y la carga

Algunos valores típicos del coeficiente D se muestran en la Tabla 3 donde se aprecia que es mayor el coeficiente D en cargas compuestas por motores eléctricos, en comparación a otras [13].

Tabla 3 Valores típicos del coeficiente D ⁶

Tipo de consumo	D [pu]
Iluminación	0
Rectificadores	0
Generadores	0 a 0.3
Motores baja tensión	1
Ventiladores	2.5 a 3
Bombas centrífugas	3 a 10
Grandes consumos	1.5 a 2.5

2.5. Modelo del primo motor – turbina

El primo motor de un generador es el elemento encargado de proporcionar toda la potencia mecánica al sistema por lo que es de interés conocer su modelo. Para comenzar, hay que recalcar que el primo motor es una turbina que produce trabajo mecánico empleando la presión de un fluido proveniente de una caldera en el caso de una termoeléctrica, o de una caída de agua si se trata de una hidroeléctrica [17]. Con el fin de controlar el ingreso de dicho flujo se utiliza el

⁶ Datos obtenidos en [13]

servomecanismo descrito en la Sección 2.2.2 y que en el caso de la turbina es representado como una válvula de ingreso. El siguiente paso es elegir la turbina a modelar, por simplicidad se toma una turbina sin recalentamiento cuyo modelo es el siguiente:

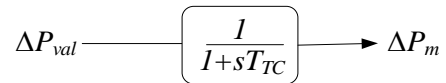


Figura 2.9 Modelo del primo motor

donde T_{TC} es la constante de tiempo también denominada como “tiempo de carga” y ΔP_{val} el cambio de posición de la válvula de ingreso en por unidad [17]. Para terminar, se acopla el modelo de generador y carga mostrado en la Figura 2.8 con el modelo de primo motor, resultando:

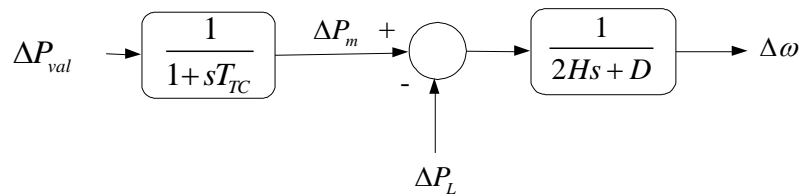


Figura 2.10. *Modelo primo motor-generador-carga*

2.5. Modelo del gobernador de velocidad

Como se ha discutido, cuando existe una variación en la carga conectada, y por consiguiente una variación de la potencia demandada en las terminales de una unidad generadora, existe una variación de frecuencia eléctrica que provocará, entre otras cosas, una variación de carga adicional, que provoca nuevamente una variación de frecuencia de forma recursiva hasta que dicha variación resulte intolerable para el generador y exista una falla crítica. Es por esto por lo que debe incorporarse un mecanismo de control que mida la variación de frecuencia (velocidad angular) en el generador y que responda a esta desviación variando la potencia mecánica a la salida de la turbina para ajustar la frecuencia a un valor de referencia preestablecido [17]. Este mecanismo de control es el servomecanismo mostrado en la Figura 2.4 que se denomina gobernador isócrono, siendo el más sencillo de los gobernadores de velocidad, ya que en la actualidad existen gobernadores que utilizan componentes electrónicos, hidráulicos y mecánicos.

El generador isócrono mostrado en la Figura 2.11 regula la frecuencia del generador respecto a un valor de referencia ajustando la válvula de ingreso de la turbina acoplada. Sin embargo, si se conectara un sensor de velocidad directamente a la válvula no funcionaría ya que nunca se alcanza la frecuencia nominal debido a la velocidad de respuesta [15]. Por ello, se necesita realizar una “acción de reseteo” que fuerza a que el error de frecuencia sea cero mediante la amplificación e integración de la señal de error $\Delta\omega$ (desviación de velocidad angular) que resulta de la diferencia entre la velocidad del eje respecto a una velocidad nominal ω_0 (frecuencia nominal) convirtiéndola en la señal de control ΔP_{val} que regula la posición de la válvula de ingreso de la turbina. Este proceso se llama “acción de reinicio” ya que ΔP_{val} tiene un nuevo estado cuando $\Delta\omega$ es cero.

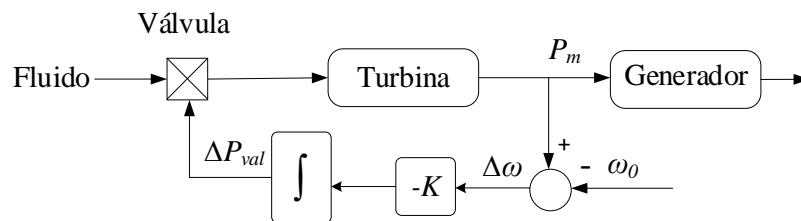


Figura 2.11 Esquema del gobernador isócrono

Para explicar el mecanismo anterior, la Figura 2.12 muestra la respuesta en el tiempo de una unidad generadora con gobernador isócrono ante un incremento de carga. Al comienzo, existe un incremento de carga al que el generador responde disminuyendo su velocidad angular (línea azul) y por lo tanto su frecuencia, a una rapidez dictada por la inercia de la máquina. Cuando esta caída de velocidad sucede, entra en acción el gobernador de velocidad abriendo la válvula de ingreso a la turbina incrementando la potencia mecánica (línea naranja), lo que devuelve a la velocidad angular y la frecuencia a un valor de referencia [15].

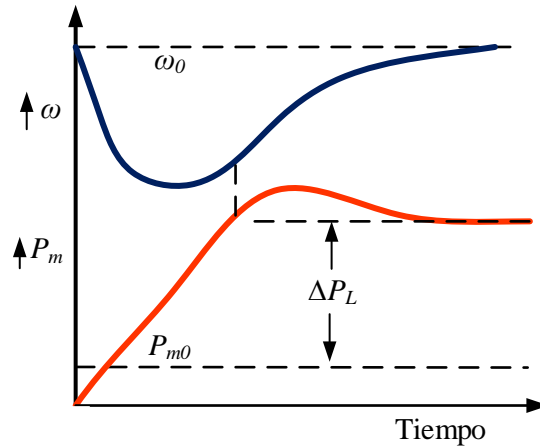


Figura 2.12. Comportamiento de unidad generadora con gobernador isócrono

El gobernador isócrono cumple adecuadamente su función si el generador está conectado a una carga aislada o si solamente un gobernador responde ante la variación de carga. Estas condiciones no se cumplen si existen múltiples generadores conectados al sistema, ya que si esto ocurre cada uno de ellos “forzará” al sistema a alcanzar el valor de referencia dictado por los parámetros de cada máquina [17]. Debido a ello se incorpora una característica adicional al generador que permite que la velocidad decaiga al mismo tiempo que la carga aumenta.

2.6. Gobernador con regulación de velocidad

Para lograr que dos generadores o más funcionen correctamente en paralelo ante una variación de carga es necesario agregar un lazo de realimentación alrededor del integrador del modelo de gobernador [15]. Esta adición se muestra en la Figura 2.13. Si se obtiene la función de transferencia del gobernador se obtendrá lo mostrado en la Figura 2.14. Gracias al control de lazo cerrado se tiene un controlador proporcional con ganancia $1/R$ con constante de tiempo $T_G = (KR)^{-1}$, donde R es la constante de regulación (estatismo) de la máquina.

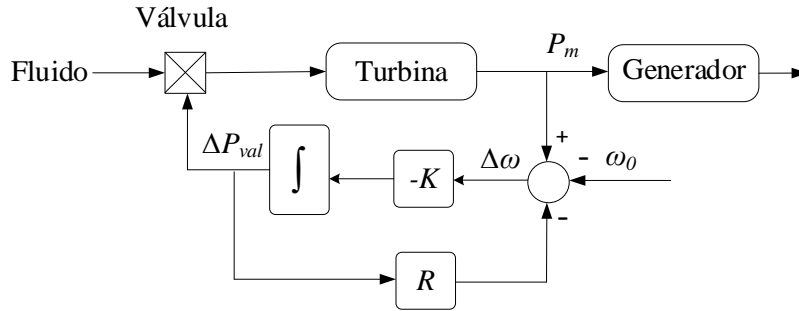


Figura 2.13. Gobernador con retroalimentación

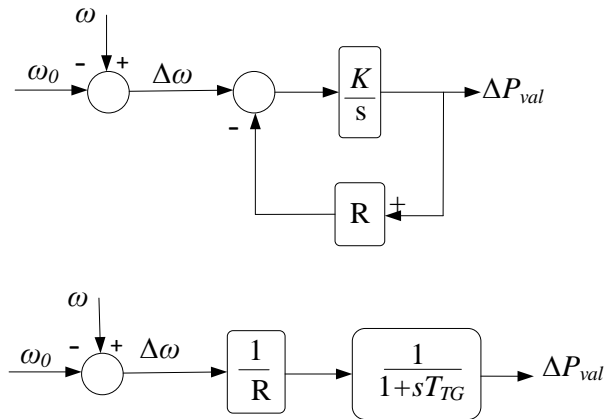


Figura 2.14. Diagrama de bloques del gobernador con caída

2.6.1. La regulación de velocidad

El valor de R es conocido como la regulación de velocidad de un generador, y es importante en el modelo de generación discutido en el Capítulo 3. Este indica la proporción entre la variación de velocidad angular (frecuencia) respecto a una variación de la potencia activa del generador, ambas en por unidad [15]. En el caso ideal, representa la pendiente de la recta mostrada en la Figura 2.15.

Se define como,

$$R = \frac{\Delta\omega}{\Delta P} \quad [\text{pu}] \quad (2.20)$$

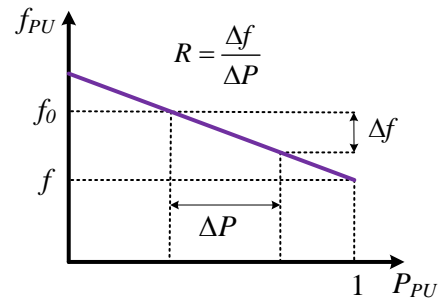


Figura 2.15. Comportamiento ideal de un generador con gobernador de velocidad y regulador



Capítulo 3.

Modelado de SEP con regulación primaria de frecuencia

3.1. Introducción al problema de flujos de potencia considerando la frecuencia como variable de estado

3.1.1. Análisis de flujos de potencia en estado estacionario

El principal objetivo de un SEP es proveer la potencia demandada por los nodos distribuidos por todo el sistema, transmitiéndola desde los nodos de generación hasta los de carga, cumpliendo con las especificaciones de calidad, continuidad y seguridad preestablecidas por el operador y que contemplan una mínima variación de los voltajes nodales independientemente de la carga o generación conectada a la red.

Para lograr dicho objetivo se requiere de una estricta planeación, operación y mantenimiento del sistema, fundamentada en estudios que permiten conocer el comportamiento previo, vigente y previsto de la red eléctrica. Siendo el primero de ellos el análisis de flujos de potencia que brinda información sobre el estado estacionario del SEP mediante la estimación de los valores de magnitud y fase del voltaje en cada uno de los nodos, así como el intercambio tanto de potencia activa como reactiva entre ellos que fluye a través de las líneas de transmisión [18]. Dicho análisis asume al SEP como un sistema trifásico balanceado, con parámetros de secuencia positiva conocidos, representado como una red eléctrica monofásica cuya topología es modelada a través de las impedancias expresadas en por unidad del sistema [19].

3.1.2. Planteamiento de las ecuaciones de potencia

En un SEP la potencia demandada es conocida, mas no siempre la corriente demandada por lo que las ecuaciones planteadas se dan en términos de potencia y no de corrientes. Para plantear dichas ecuaciones se analiza el modelo representado en la Figura 3.1.

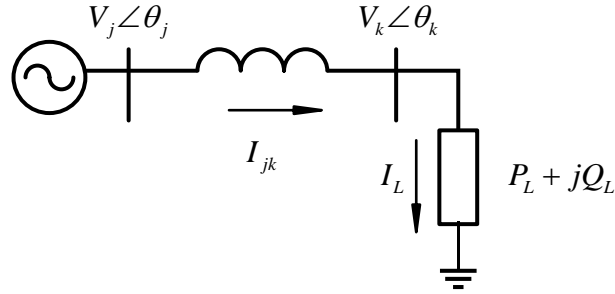


Figura 3.1. Modelo esquemático de un SEP simplificado

Del modelo de la Figura 3.1, se requiere conocer los voltajes en los nodos j y k . Se comienza planteando las siguientes ecuaciones:

$$\mathbf{I}_{jk} = y_{jk} (\mathbf{V}_j - \mathbf{V}_k) \quad (3.1)$$

$$\mathbf{I}_L = y_{jk} \left(\frac{P_L + jQ_L}{\mathbf{V}_k} \right)^* = \frac{P_L - jQ_L}{V_k \angle \theta_k} \quad (3.2)$$

Y definiendo la admitancia de la línea de transmisión como:

$$y_{jk} = G + jB \quad (3.3)$$

Si se iguala (3.1) y (3.2), debido a que es la misma corriente ya que circulan en la misma rama se tiene:

$$\mathbf{I}_{jk} = \mathbf{I}_L \quad (3.4)$$

$$y_{jk} (\mathbf{V}_j \angle \theta_j - V_k \angle \theta_k) = \frac{P_L - jQ_L}{V_k \angle -\theta_k} \quad (3.5)$$

Multiplicando la ecuación por el V_k conjugado y asumiendo que la línea de transmisión no tiene parte resistiva resulta:

$$jB (\mathbf{V}_j \angle \theta_j - V_k \angle -\theta_k) V_k \angle -\theta_k = P_L - jQ_L \quad (3.6)$$

$$jBV_j V_k (\theta_j - \theta_k) - jBV_k^2 = P_L - jQ_L \quad (3.7)$$

Finalmente separando la parte real e imaginaria:

$$P_L = BV_j V_k \sin(\theta_j - \theta_k) \quad (3.8)$$

$$-Q_L = BV_j V_k \cos(\theta_j - \theta_k) - BV_k^2 \quad (3.9)$$

3.1.3. La matriz de admitancias nodales \mathbf{Y}_{bus}

En el cálculo de la potencia aparente está involucrada la admitancia del sistema. Para representarlas se utiliza del modelo de la Figura 3.2 de cuatro nodos que se traslada a su equivalente de Thévenin y Norton para analizar la inyección de corriente nodal

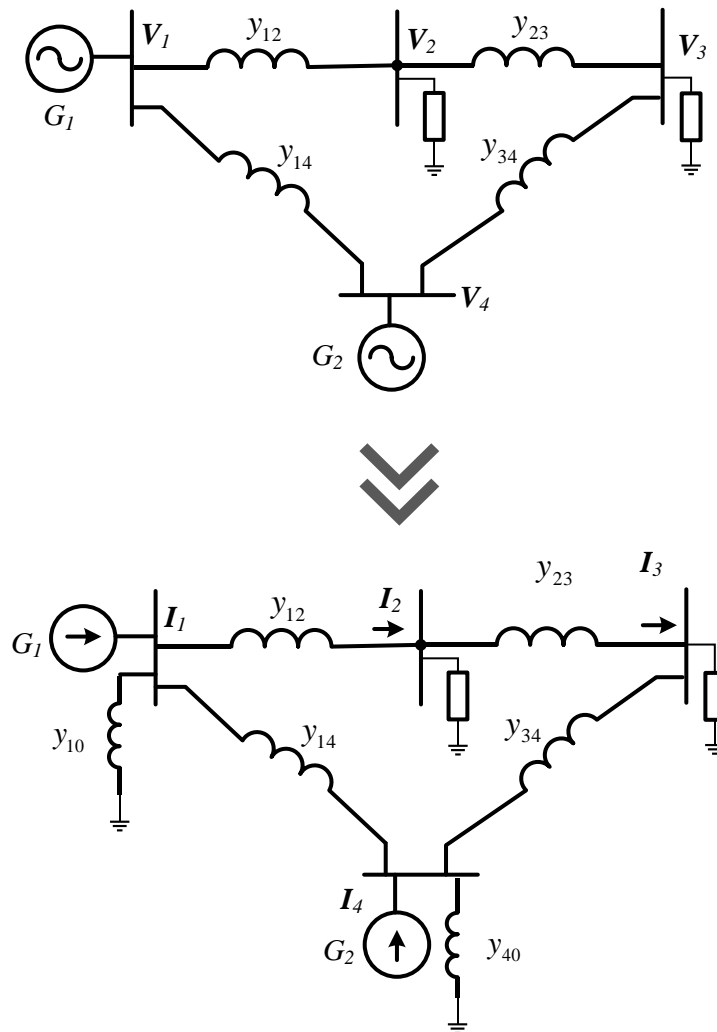


Figura 3.2. Sistema de cuatro nodos usado para deducir la matriz \mathbf{Y}_{bus}

Aplicando leyes de corrientes de Kirchhoff en cada uno de los nodos en términos de los voltajes nodales y la admitancia del sistema, se obtienen las siguientes expresiones:



$$I_1 = y_{10}V_1 + y_{12}(V_1 - V_2) + y_{14}(V_1 - V_4) \quad (3.10)$$

$$I_2 = y_{21}(V_2 - V_1) + y_{23}(V_2 - V_3) \quad (3.11)$$

$$I_3 = y_{32}(V_3 - V_2) + y_{34}(V_3 - V_4) \quad (3.12)$$

$$I_4 = y_{40}V_4 + y_{41}(V_4 - V_1) + y_{43}(V_4 - V_3) \quad (3.13)$$

Agrupando los voltajes nodales, se modifican las expresiones anteriores obteniendo lo siguiente:

$$I_1 = (y_{10} + y_{12} + y_{14})V_1 - y_{12}V_2 - y_{14}V_4 \quad (3.14)$$

$$I_2 = -y_{21}V_1 + (y_{21} + y_{23})V_2 - y_{23}V_3 \quad (3.15)$$

$$I_3 = -y_{32}V_2 + (y_{32} + y_{34})V_3 - y_{34}V_4 \quad (3.16)$$

$$I_4 = -y_{41}V_1 - y_{43}V_3 + (y_{40} + y_{41} + y_{43})V_4 \quad (3.17)$$

Si se suman las admitancias se pueden definir nuevas admitancias y sus generalizaciones a n nodos con una sencilla suma,

$$Y_{11} = y_{10} + y_{12} + y_{14} \quad (3.18)$$

$$Y_{22} = y_{21} + y_{23} \quad (3.19)$$

$$Y_{33} = y_{32} + y_{34} \quad (3.20)$$

$$Y_{44} = y_{14} + y_{34} \quad (3.21)$$

$$Y_{12} = -y_{12} = Y_{21} \quad (3.22)$$

$$Y_{14} = -y_{14} = Y_{41} \quad (3.23)$$

$$Y_{23} = -y_{23} = Y_{32} \quad (3.24)$$



Si se generalizan estas ecuaciones para n nodos se tiene las siguientes expresiones

❖ Para $j = k$

$$Y_{jj} = \sum_{j=1}^n y_{jk} \quad (3.25)$$

❖ Para $j \neq k$

$$Y_{jk} = Y_{kj} = -y_{jk} \quad (3.26)$$

Con estas nuevas admitancias se pueden expresar las ecuaciones anteriores como:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix} = \begin{pmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & Y_{14} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & Y_{24} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & Y_{34} \\ Y_{41} & Y_{42} & Y_{43} & Y_{44} \end{pmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

que generalizando para n nodos se obtiene:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{pmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{nn} \end{pmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

También expresado como:

$$\mathbf{I}_{bus} = \mathbf{Y}_{bus} \mathbf{V}_{bus} \quad (3.29)$$

De esta generalización surge la matriz \mathbf{Y}_{bus} , que indica la topología del SEP, ya que en su diagonal principal indica la suma de todas las admitancias conectadas en cada nodo, al mismo tiempo que concentra en el resto de los elementos la información de la admitancia entre nodos, es decir su conexión [18]. Si un elemento fuera de la diagonal principal es 0, esto indica que no existe conexión entre los nodos. Para SEP prácticos, \mathbf{Y}_{bus} es una matriz dispersa.

3.1.4. Generalización del modelo mediante inyección de corrientes

El modelo presentado con las ecuaciones (3.8) y (3.9) permite visualizar por qué la solución de flujos de potencia debe ser resuelta mediante métodos numéricos. Sin embargo, si se quiere aplicar en un SEP, se debe generalizar el modelo involucrando todos los nodos interconectados entre sí, considerando la parte real e imaginaria de la línea de transmisión representada por una admitancia. Para lograrlo se plantea el sistema de la Figura 3.3.

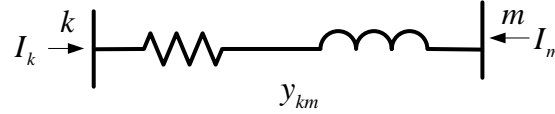


Figura 3.3. Sistema de interconexión de dos nodos

donde I_k e I_m son las corrientes inyectadas en los nodos respectivos. El voltaje en ambos nodos se puede expresar como $V_k = V_k e^{j\theta_k}$ y $V_m = V_m e^{j\theta_m}$. En el sistema, la potencia inyectada en el nodo k , utilizando elementos de la \mathbf{Y}_{bus} del sistema es:

$$\mathbf{S}_k = \mathbf{V}_k (\mathbf{Y}_{kk}^* \mathbf{V}_k^* + \mathbf{Y}_{km}^* \mathbf{V}_m^*) \quad (3.30)$$

donde los elementos \mathbf{Y}_{kk} y \mathbf{Y}_{km} son extraídos de la \mathbf{Y}_{bus} , definidos como: $\mathbf{Y}_{kk} = G_{kk} + jB_{kk}$ y $\mathbf{Y}_{km} = G_{km} + jB_{km}$. Es importante recalcar que, para la obtención de este modelo en la tesis, sí se tomará en cuenta la parte real de la admitancia. Desarrollando la ecuación (3.30) se tiene que,

$$\mathbf{S}_k = \mathbf{V}_k^2 (G_{kk} - jB_{kk}) + \mathbf{V}_k \mathbf{V}_m (G_{km} - jB_{km}) \quad (3.31)$$

que si se expresa de forma rectangular obtenemos:

$$\begin{aligned} P_k + jQ_k &= G_{kk} V_k^2 + V_k V_m (G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)) \\ &+ j[-B_{kk} V_k^2 + V_k V_m (G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m))] \end{aligned} \quad (3.32)$$

Finalmente se asocia la parte real e imaginaria de ambos lados de la ecuación anterior:

$$Q_k = -B_{kk} V_k^2 + V_k V_m [G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)] \quad (3.33)$$

$$P_k = G_{kk} V_k^2 + V_k V_m [G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)] \quad (3.34)$$

Las expresiones (3.33)-(3.34) indican la inyección de potencia activa y reactiva transmitida del nodo k al nodo m . Sin embargo, en una red mallada existen n elementos conectados al nodo k y es necesario contemplarlos en el modelo, para auxiliar en dicha tarea se plantea el diagrama mostrado en la Figura 3.4.

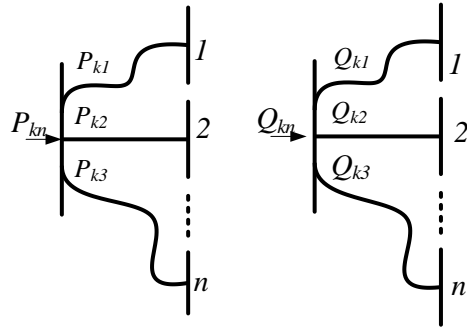


Figura 3.4. Inyección de potencia del nodo k

En la Figura 3.4 se observa que debido a la ley de la conservación de la energía la potencia inyectada al nodo k debe ser la misma que la potencia de salida hacia los n nodos. Si se quiere calcular la potencia activa y reactiva transmitida del nodo k al nodo n se utilizan las expresiones (3.33) y (3.34) respectivamente, para después realizar la suma de todas las potencias de salida y finalmente calcular la potencia inyectada en el nodo. Dicho proceso da como resultado las siguientes expresiones:

$$P_k^{cal} = G_{kk} V_k^2 + \sum_{m=1}^n V_k V_m [G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)] \quad (3.35)$$

$$Q_k^{cal} = -B_{kk} V_k^2 + \sum_{m=1}^n V_k V_m [G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)] \quad (3.36)$$

3.1.5. Obtención de las ecuaciones generales de desbalance energético

Las ecuaciones (3.35)-(3.36) manifiestan los valores calculados para la potencia activa y reactiva inyectadas a la red mediante el nodo k . Se les conoce como potencias calculadas. Finalmente, se adicionan al modelo elementos típicos de un nodo interconectado en un SEP, es decir una unidad de generación y una carga conectada, representadas en el diagrama de la Figura 3.5.

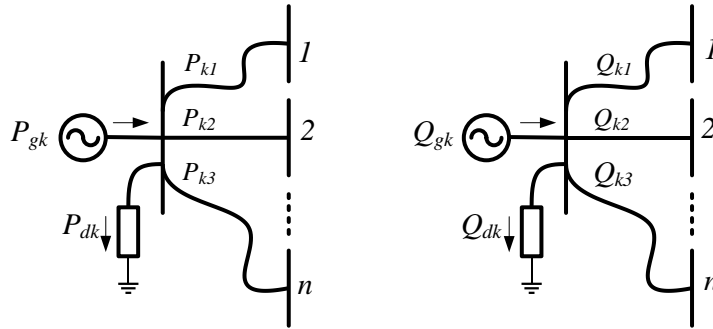


Figura 3.5. Diagrama del nodo k necesaria para obtener el desbalance de potencia nodal

En la Figura 3.5 se observa que la potencia inyectada al nodo k es suministrada por un generador, a su vez que una carga conectada demandará una cantidad conocida de potencia activa y reactiva, más la potencia que es suministrada del nodo k al resto de n nodos. Ante esto, la ley de la conservación de la energía debe cumplirse por lo que el balance de potencia resultará en:

$$\Delta P = P_{gk} - P_{dk} - P_k^{cal} = 0 \quad (3.37)$$

$$\Delta Q = Q_{gk} - Q_{dk} - Q_k^{cal} = 0 \quad (3.38)$$

Las ecuaciones (3.37)-(3.38) son conocidas como *ecuaciones de desajuste de potencia* y son fundamentales para implementar el método numérico Newton-Raphson para la solución del problema de flujos de potencia y posteriormente para obtener los puntos de equilibrio del sistema después de una contingencia. Estas representan el error de la potencia programada del nodo menos la potencia calculada, que deberá ser cero [18].

3.1.6. Tipos de nodos

Cada uno de los nodos de la red tiene asociadas las expresiones (3.37)-(3.38), respectivamente. Si se quiere solucionar el problema de flujos de potencia, se deben resolver las ecuaciones (3.35)-(3.36) de tal forma que se satisfaga el balance de potencia nodal. Para que esto sea posible se debe predefinir la potencia generada y demandada, de no hacerlo no se sabe que valor de potencia calculada satisfacen (3.37)-(3.38). Lo anterior resulta problemático pues para cada nodo se tienen cuatro cantidades desconocidas: P_k^{cal} , Q_k^{cal} , V_k y θ_k , y solamente las ecuaciones (3.37) y (3.38) para determinarlas, lo cual resulta imposible de resolver. Ante dicho problema se busca reducir el



número de cantidades desconocidas en cada nodo, identificando 3 tipos de nodo diferente con dos cantidades especificadas y dos cantidades a determinar [18]. Dichos nodos son los siguientes:

Nodo de carga o PQ. El nodo que no cuenta con una unidad de generación ($P_{gk} = Q_{gk} = 0$) y la potencia demandada es conocida debido a la facturación histórica de la demanda o porque dicha demanda está programada (P_{dk} y Q_{dk} conocidas). En este nodo las cantidades a determinar son V_k y θ_k [18].

Nodo de generación o PV. Nodo con una unidad generadora conectada en él. En este nodo la magnitud de voltaje es constante debido a la regulación en la excitación del generador y la potencia real generada es determinada por el control de generación [18]. En cada nodo PV se conoce la potencia generada P_{gk} y el voltaje nodal V_k . Se determinarán θ_k y Q_k^{ca} . Un nodo sin generación, pero con voltaje controlado puede ser considerado como nodo PV.

Nodo compensador o Slack. El nodo compensador es el más importante y es aquel que sirva como referencia para el resto de los ángulos del voltaje en los nodos. El ángulo referencia puede ser cualquiera, pues solamente la diferencia angular es tomada en cuenta en los cálculos, sin embargo, se recomienda sea 0 grados [19]. En este nodo no existen errores porque la magnitud de voltaje y ángulo son preestablecidas. Se debe seleccionar un nodo con generación para ser nodo slack ya que las pérdidas del sistema se asociarán a dicho nodo después del cálculo de flujos de potencia, esto no sucederá en el método modificado.

Cada una de los nodos anteriores tiene asociada sus propias ecuaciones de desajuste de potencia (3.37) y (3.38), como se muestra en la Tabla 4.

Tabla 4 Ecuaciones de desajuste asociadas a los diferentes tipos de nodos del sistema

Tipo de nodo	Ecuación asociada
Nodo PQ	$\Delta P = P_{gk} - P_{dk} - P_k^{cal} = 0$ $\Delta Q = Q_{gk} - Q_{dk} - Q_k^{cal} = 0$
Nodo PV	$\Delta P = P_{gk} - P_{dk} - P_k^{cal} = 0$
Nodo Slack	Ninguna

Para determinar cuántas ecuaciones se deben resolver para un sistema de n nodos donde n_g es el número de nodos con unidades de generación, se llega a la siguiente expresión: $2n - n_g - 2$. Al mismo tiempo, se tendrán $2n - n_g - 2$ valores de magnitud de voltaje y ángulos nodales por calcular.

3.1.7. Método de Newton Raphson para la solución del problema de flujos de potencia

El método de Newton-Raphson utiliza la expansión en series de Taylor para resolver las ecuaciones (3.37)-(3.38) que son no lineales por lo que deben ser resueltas a través de métodos iterativos [18]. Dichas ecuaciones están en función de las variables de estado (magnitud y ángulo de voltaje nodal) por lo que plantear un vector solución estimado $X^{(i)}$, que incluye todas las variables de estado y que no es la solución real, pero permite calcular un valor $X^{(i+1)}$ con la siguiente expresión:

$$X^{(i+1)} = X^{(i)} + \Delta X^{(i)} \quad (3.39)$$

El vector $X^{(i)}$ es conocido como el vector de correcciones y es calculado con la siguiente expresión:

$$\Delta X^{(i)} = -[J(X^{(0)})]^{-1} F(X^{(i)}) \quad (3.40)$$

donde $J(X^{(0)})$ es la matriz Jacobiana de las $2n - n_g - 2$ funciones asociadas a los nodos del SEP, respecto a sus variables de estado. Esta es obtenida debido la expansión en series de Taylor de dichas funciones, ignorando las parciales de alto orden. El valor $F(X^{(i)})$ es el vector de desajustes obtenido al sustituir las potencia tal como en las ecuaciones (3.37)-(3.38) para los valores estimados.

Se deberá iterar el cálculo tantas veces como sea necesario hasta que se cumpla una tolerancia especificada $F(X^{(i)}) \leq \epsilon$, para que finalmente con el valor de voltajes nodales se pueda calcular el flujo de potencia en las líneas de transmisión con la siguiente expresión:

$$S_{km} = V_k \left(\frac{V_k - V_m}{z_{km}} \right) - j \left(\frac{b_{sh}}{2} \right) V_k^2 \quad (3.41)$$

donde z_{km} es la impedancia serie de la línea de transmisión y b_{sh} es la susceptancia en derivación.

3.2. Modelos de generación y carga considerando variación de frecuencia

En el método convencional de flujos de potencia se estima el estado estable de un SEP calculando numéricamente los valores de voltaje y ángulo nodales para posteriormente obtener el flujo de potencia en las líneas de transmisión que los interconectan. Una de las consideraciones principales de este método es que no existe variación de frecuencia en el sistema debido a que se incorpora en



el modelo de nodos un generador ideal *Slack* que se utiliza como referencia angular y que compensa automáticamente el desbalance producido por la diferencia entre carga y generación. Otra consideración importante es que ni el voltaje ni la frecuencia modifican la potencia demandada por la carga, esta se asume constante independientemente de las condiciones del sistema. Ambas consideraciones resultan ideales y no permiten conocer las condiciones del sistema después de una variación en la carga conectada, que es una de las situaciones que se presentan con mayor frecuencia en los sistemas eléctricos reales.

3.2.1. Consideraciones principales

Antes de comenzar el análisis es necesario considerar lo siguiente:

Se considerará la variación de frecuencia del sistema. Aunque la frecuencia eléctrica del sistema debe ser constante en todo momento, en la realidad esto no sucede debido al desbalance entre la potencia generada y potencia consumida, lo que produce una aceleración o desaceleración de los generadores síncronos conectados en el sistema [8]. Por esta razón en el análisis se introduce una nueva variable de estado, es decir, la desviación de frecuencia del sistema Δf .

El desbalance de carga-generación es compensado por todos los generadores (no hay generador slack). En el método tradicional se asume que el generador Slack compensa el desbalance del sistema. En la práctica, esto es irrealizable por lo que se plantean nuevos modelos de generación que consideran dicho desbalance distribuido en todas las plantas generadoras. Debido a esto, existirán dos tipos de nodo: el nodo de generación PV y el nodo de carga PQ. Comúnmente al realizar un estudio de variación de frecuencia, al generador Slack se considera un nodo PV y la referencia angular del sistema [8].

El nivel de voltaje afecta el comportamiento de la carga conectada. La carga conectada al sistema funciona a un nivel de tensión nominal, si este varía su comportamiento también lo hará la carga, teniendo un impacto en la potencia que consume, pudiendo aumentar o disminuir dependiendo de su naturaleza [8].

Control automático de frecuencia (CAF)

La variación de frecuencia en un SEP es monitoreada constantemente a lo largo de la red con el objetivo de garantizar que permanezca constante (60 Hz o 50 Hz). Esto se da a través de esquemas



de control de generación que modifican el comportamiento de las unidades generadoras respondiendo en tiempo real a las fluctuaciones de carga. Este proceso es realizado por el control automático de frecuencia.

3.2.2. Modelos de generación

En estado estable, la frecuencia del sistema es invariante y las unidades de generación operan entregando una cantidad predeterminada de potencia al sistema manteniendo un nivel de voltaje constante. Sin embargo, cuando existe una variación normal o anormal en la carga, la salida de los generadores cambiará siguiendo las instrucciones del controlador automático de frecuencia. Este gobernador restaurará el balance generación-carga automáticamente ajustando la generación y manteniendo el voltaje en terminales dentro de un límite prestablecido [8].

3.2.3. Potencia real del generador

La potencia real del generador, ajustada por el primo motor y el gobernador de velocidad, se expresa como:

$$P_g = P_{prog} - \frac{P_R}{R} \Delta f \quad (3.42)$$

considerando los siguientes límites,

$$P_{g_{mínima}} \leq P_g \leq P_{g_{máxima}} \quad (3.43)$$

donde P_{prog} es la potencia real programada; P_R es la potencia nominal del generador y R es la regulación de velocidad en por unidad.

La ecuación (3.42) muestra que si el desbalance de frecuencia es positivo entonces aumentará la generación de potencia real, si es negativo decrecerá en proporción de la regulación de velocidad.

3.2.3. Potencia reactiva del generador

La potencia reactiva de las unidades generadoras está en función de la variación de potencia activa como se muestra en la siguiente expresión,

$$Q_g = Q_{prog} + a_Q \Delta P_g + b_Q \Delta P_g^2 \quad (3.44)$$

Sin embargo, hoy en día los reguladores de voltaje (AVR) son tan rápidos que cuando exista una variación de carga el voltaje en terminales retornará al valor de pre falla después de la actuación del gobernador de velocidad del generador sin necesidad de inyectar potencia reactiva al sistema, es por esto por lo que se tiene que la potencia reactiva es la programada de pre falla. Por lo que:

$$Q_g = Q_{prog} \quad (3.45)$$

3.2.4. Modelo de cargas

El valor de la carga depende del voltaje y frecuencia al que está conectada. En la Sección 2.4 se discutió un modelo que tomaba en cuenta la variación de frecuencia y como esta impactaba en la demanda de la carga en proporción a una constante de amortiguamiento D . Este modelo es válido, sin embargo, existe un modelo experimental que ha demostrado su exactitud al modelar la potencia demandada en función de la variación de frecuencia y del voltaje, por lo que este es el que se incorpora en el análisis. Este modelo es el siguiente [8], [15]:

$$P_L = P_{L_{prog}} \left(1 + k_p \Delta f \right) \left(p_p + p_c \left(\frac{V_L}{V_{prog}} \right)^{N_1} + p_z \left(\frac{V_L}{V_{prog}} \right)^2 \right) \quad (3.46)$$

$$Q_L = Q_{L_{prog}} \left(1 + k_q \Delta f \right) \left(q_q + q_c \left(\frac{V_L}{V_{prog}} \right)^{N_2} + q_z \left(\frac{V_L}{V_{prog}} \right)^2 \right) \quad (3.47)$$

donde P_L y Q_L es la potencia real y reactiva demandada por carga; $P_{L_{prog}}$ y $Q_{L_{prog}}$ es la potencia nominal de la carga; p_z y q_z es la porción de la carga proporcional a su impedancia constante; p_c y q_c es la porción de la carga proporcional a la n -ésima potencia del voltaje; p_p y q_p es la porción de

la carga proporcional a la potencia constante; k_p y k_q es la característica de frecuencia de la carga; V_{prog} es el voltaje en el nodo antes de la variación de carga.

3.3.Método de solución mediante algoritmo de Newton-Raphson

Para realizar el estudio de flujos de potencia con las nuevas consideraciones se utiliza el método numérico de Newton-Raphson por lo que es necesario redefinir las ecuaciones de desbalance de potencia mostradas en (3.37)-(3.38) incorporando los nuevos modelos de generación y carga. Retomando dichas expresiones:

$$\Delta P = P_{gk} - P_{dk} - P_k^{cal} = 0 \quad (3.48)$$

$$\Delta Q = Q_{gk} - Q_{dk} - Q_k^{cal} = 0 \quad (3.49)$$

siendo las potencias calculadas,

$$P_k^{cal} = G_{kk} V_k^2 + \sum_{m=1}^n V_k V_m [G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)] \quad (3.50)$$

$$Q_k^{cal} = -B_{kk} V_k^2 + \sum_{m=1}^n V_k V_m [G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)] \quad (3.51)$$

e incorporando los modelos de generación expresados en las ecuaciones (3.42)-(3.45) más los modelos experimentales de carga de las ecuaciones (3.46)-(3.47), se tienen las siguientes ecuaciones de desbalance de potencia:

$$\Delta P_k = P_{prog_k} - \frac{P_{R_k}}{R_k} \Delta f - P_{L_{prog_k}} (1 + k_{p_k} \Delta f) \left(p_{p_k} + p_{c_k} \left(\frac{V_{L_k}}{V_{prog_k}} \right)^{N_{1k}} + p_{z_k} \left(\frac{V_{L_k}}{V_{prog_k}} \right)^2 \right) - P_k^{cal} \quad (3.52)$$

$$\Delta Q_k = Q_{prog_k} - Q_{L_{prog_k}} (1 + k_{q_k} \Delta f) \left(q_{p_k} + q_{c_k} \left(\frac{V_{L_k}}{V_{prog_k}} \right)^{N_{2k}} + q_{z_k} \left(\frac{V_{L_k}}{V_{prog_k}} \right)^2 \right) - Q_k^{cal} \quad (3.53)$$

Estas ecuaciones están relacionadas con tipos de nodos de la siguiente forma:

Tabla 5 Variables desconocidas y ecuaciones de desajuste por tipo de nodo

Tipo de Nodo	Variable desconocida	Ecuación asociada
Nodo PV	$\theta_k, \Delta f$	ΔP_k
Nodo PQ	$V_k, \theta_k, \Delta f$	$\Delta P_k, \Delta Q_k$
Nodo referencia	Δf	ΔP_k

Como en el caso anterior se requiere calcular cuantas ecuaciones habrá que resolver para saber si el problema tiene solución, para ello se destaca que para todos los nodos del sistema habrá una ecuación de desbalance de potencia activa, sin embargo, solo existe una ecuación de desbalance de potencia reactiva para los nodos sin voltaje controlado (generación). Esto resulta en $n+n_{PQ}$ ecuaciones de desbalance de potencia. En el caso de las variables desconocidas, el número de ángulos es el número de nodos menos el nodo de referencia angular y para los voltajes solamente se consideran aquellos que no lo especifiquen (nodo tipo PQ) más una variable Δf para todo el sistema, esto es $n-1+n_{PQ}+1 = n+n_{PQ}$ Como ambas cantidades corresponden al número de nodos total más el número de nodos sin generación, el sistema es de rango completo. Retomando el método de Newton-Raphson:

$$\mathbf{F}(\mathbf{x}^{(i)}) = \mathbf{F}(\mathbf{x}^{(i-1)}) + \mathbf{J}(\mathbf{x}^{(i-1)})\Delta\mathbf{x} \quad (3.54)$$

$$\Delta\mathbf{x}^{(i)} = -[\mathbf{J}(\mathbf{x}^{(i-1)})]^{-1} \mathbf{F}(\mathbf{x}^{(i)}) \quad (3.55)$$

$$\mathbf{x}^{(i+1)} = \mathbf{x}^{(i)} + \Delta\mathbf{x}^{(i)} \quad (3.56)$$

Y aplicándolo al caso de estudio se tiene:

$$\begin{bmatrix} \Delta(\Delta f) \\ \Delta\theta_1 \\ \vdots \\ \Delta\theta_{(n-1)} \\ \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_{(n_{PQ})} \end{bmatrix}^{(i)} = - \left(\begin{array}{ccc} \mathbf{F}_k & \mathbf{H}_{km} & \mathbf{N}_{km} \\ \mathbf{G}_k & \mathbf{J}_{km} & \mathbf{L}_{km} \end{array} \right)^{-1(i)} \begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_{(n-1)} \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_{(n_{PQ})} \end{bmatrix}^{(i)} \quad (3.57)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta f \\ \theta_1 \\ \vdots \\ \theta_{(n-1)} \\ V_1 \\ \vdots \\ V_{(n_{1,3})} \end{bmatrix}^{(i+1)} = \begin{bmatrix} \Delta f \\ \theta_1 \\ \vdots \\ \theta_{(n-1)} \\ V_1 \\ \vdots \\ V_{(n_{1,3})} \end{bmatrix}^{(i)} + \begin{bmatrix} \Delta(\Delta f) \\ \Delta\theta_1 \\ \vdots \\ \Delta\theta_{(n-1)} \\ \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_{(n_{1,3})} \end{bmatrix}^{(i)} \quad (3.58)$$

En este cálculo se itera tantas veces como sea necesario hasta lograr una tolerancia determinada, como en el caso de flujos de potencia convencionales. El resultado es el estado del sistema post contingencia e indica los nuevos voltajes y ángulos nodales, la nueva potencia activa y reactiva inyectada por los generadores y la variación de frecuencia del sistema, que sumada a la frecuencia nominal resulta en la nueva frecuencia eléctrica de la red para todos los nodos.

Los elementos de la matriz Jacobiana son las derivadas parciales de las ecuaciones (3.52)-(3.53) respecto a V_k , θ_k , Δf . Resultando lo siguiente:

❖ Para $k \neq m$

$$H_{km} = a_m c_k - b_m e_k \quad (3.59)$$

$$J_{km} = -(a_m e_k + b_m c_k) \quad (3.60)$$

$$N_{km} = \frac{a_m e_k + b_m c_k}{V_m} \quad (3.61)$$

$$L_{km} = \frac{a_m c_k - b_m e_k}{V_m} \quad (3.62)$$

donde,

$$a_m = V_k [G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)] \quad (3.63)$$

$$b_m = V_k [B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) + G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)] \quad (3.64)$$

$$c_k = V_k \sin(\theta_k - \theta_m) \quad (3.65)$$

$$e_k = V_k \cos(\theta_k - \theta_m) \quad (3.66)$$

❖ Para $k = m$

$$H_{kk} = -Q_k^{calc} - B_{kk} V_k^2 \quad (3.67)$$

$$J_{kk} = P_k^{calc} - G_{kk} V_k^2 \quad (3.68)$$

$$N_{kk} = \frac{P_k^{calc} + G_{kk} V_k^2}{V_k + P_{L_{progk}} (1 + k_{p_k} \Delta f) \left(N_{1k} p_{c_k} \frac{V_k^{N_{1k}-1}}{V_{progk}^{N_{1k}}} + 2p_{z_k} \frac{V_k}{V_{progk}^2} \right)} \quad (3.69)$$

$$L_{kk} = \frac{Q_k^{calc} - B_{kk} V_k^2}{V_k + Q_{L_{progk}} (1 + k_{q_k} \Delta f) \left(N_{2k} q_{c_k} \frac{V_k^{N_{2k}-1}}{V_{progk}^{N_{2k}}} + 2q_{z_k} \frac{V_k}{V_{progk}^2} \right)} \quad (3.70)$$

❖ Para F_k y G_k

$$F_k = \frac{P_{R_k}}{R_k} + P_{L_{progk}} k_{p_k} \left(p_{p_k} + p_{c_k} \frac{V_k^{N_1}}{V_{progk}^{N_1}} + p_{z_k} \frac{V_k^2}{V_{progk}^2} \right) \quad (3.71)$$

$$G_k = Q_{L_{progk}} k_{q_k} \left(q_{q_k} + q_{c_k} \frac{V_k^{N_2}}{V_{progk}^{N_2}} + q_{z_k} \frac{V_k^2}{V_{progk}^2} \right) \quad (3.72)$$

Para aplicar la metodología desarrollada en esta tesis, debe entenderse que el método consta de dos partes principales. La primera es calcular el estado operativo del SEP mediante una corrida de flujos de potencia convencionales y la segunda en la que se aplica el desbalance de carga-generación y se encuentra el estado operativo post contingencia incluyendo la frecuencia del SEP. En la siguiente sección se detallan los pasos a seguir para aplicar esta metodología.

3.4. Algoritmo para solucionar el problema de flujos de potencia con variación de frecuencia

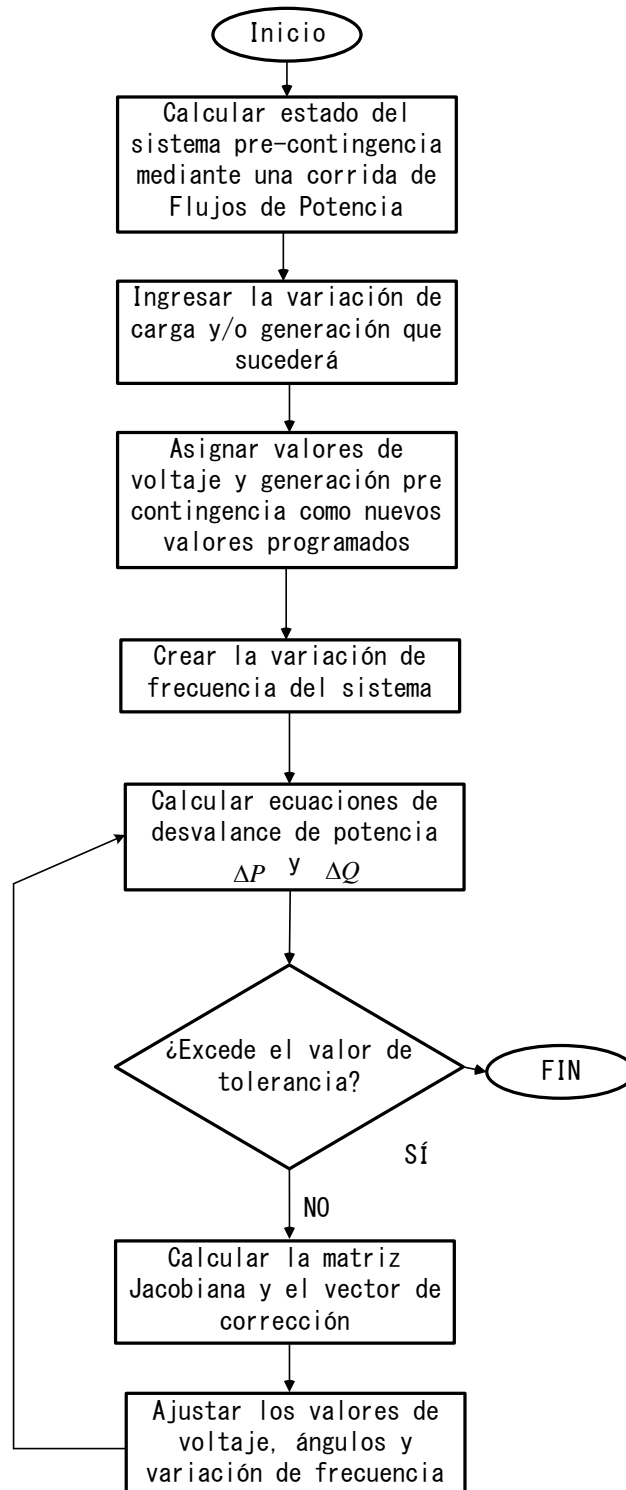


Figura 3.6. Algoritmo de solución NR modificado



Capítulo 4.

Casos de estudio.

4.1. Introducción

En este capítulo se evalúa el estado de los SEP antes y después de situaciones de perturbación que impacten la frecuencia eléctrica, es decir, situaciones que provoquen un desbalance de potencia entre la generación instalada y la carga conectada. Las situaciones para considerar en los casos de estudio consisten en una variación porcentual de la carga conectada total o, en el caso más crítico, la desconexión total de una unidad de generación.

Para validar la metodología de análisis planteada en esta tesis se realiza un análisis comparativo entre los valores obtenidos por el algoritmo modificado de Newton-Raphson implementado en el software MATLAB contra los resultados obtenidos en una simulación realizada en el software PSS®E Xplore v34. Se corrobora específicamente el estado del sistema después de la perturbación y el valor resultante de la frecuencia eléctrica, pues este determina el impacto que tiene el evento en el SEP. Estos resultados permiten validar la metodología mostrada en este documento de tesis y su importancia como herramienta de análisis de las redes eléctricas de gran escala en la actualidad.

4.2. Evaluación del sistema eléctrico IEEE de 5 nodos ante perturbaciones

Para este estudio se utiliza el sistema eléctrico de 5 nodos del IEEE [20]. Este sistema, mostrado en la Figura 4.1, consiste en 5 nodos con 2 unidades de generación que suman 250 MVA de capacidad, 7 líneas de transmisión y 4 cargas conectadas al sistema resultantes en 170.94 MVA. Los datos de este sistema se muestran en el Anexo A1 y permiten analizar el estado estacionario del sistema de potencia antes de la perturbación.

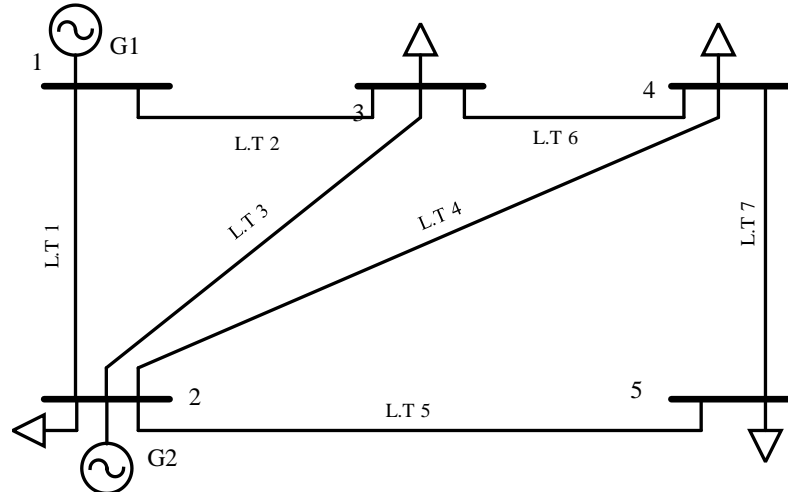


Figura 4.1. Sistema IEEE de 5 nodos

El estado permanente del sistema de 5 nodos es calculado mediante un estudio de flujos de potencia resuelto con el método Newton-Raphson proporcionado por el software PSS®E Xplore v34 así como su implementación en Matlab de acuerdo con lo formulado en este trabajo de tesis. Los resultados de flujos de potencia se presentan de la Tabla 6 a la Tabla 8. Para el caso de los voltajes nodales, se observa que las magnitudes son consistentes entre ambas herramientas bajo comparación, donde se tienen diferencias hasta la cuarta cifra significativa. Para las potencias generadas, se nota que estas coinciden para ambos generadores, particularmente, para el nodo *Slack* la diferencia obtenida fue de tan solo 0.06 MW y 0.01 MVar. Conclusiones similares se pueden obtener al observar los resultados de flujos de potencia activa y reactiva de la Tabla 8, ya que la solución obtenida con el método implementado en Matlab es consistente respecto a lo que resultados obtenidos con el programa PSS®E.

**Tabla 6.** Voltajes nodales de precontingencia en el sistema de 5 nodos

Nodo	PSS®E		Método desarrollado	
	V [pu]	θ [grad]	V [pu]	θ [grad]
1	1.0600	0.0000	1.0600	0.0000
2	1.0000	-2.0680	1.0000	-2.0610
3	0.9873	-4.6400	0.9872	-4.6362
4	0.9841	-4.9600	0.9840	-4.9570
5	0.9717	-5.7600	0.9720	-5.7650

Tabla 7. Estado de los generadores en el sistema de 5 nodos

Generador	Nodo	PSS®E Xplora		Método desarrollado	
		P_g [MW]	Q_g [MVA _r]	P_g [MW]	Q_g [MVA _r]
G1	1	131.18	90.82	131.12	90.81
G2	2	40.00	-61.60	40.00	-61.59

Tabla 8. Flujos de potencia precontingencia en el sistema de 5 nodos

Nodo		PSS®E Xplora				Método desarrollado en Matlab			
		P_{km} [MW]	Q_{km} [MVA _r]	P_{mk} [MW]	Q_{mk} [MVA _r]	P_{km} [MW]	Q_{km} [MVA _r]	P_{mk} [MW]	Q_{mk} [MVA _r]
1	2	89.33	74.00	-86.85	-72.91	89.33	73.99	-86.84	-72.90
1	3	41.79	16.82	-40.27	-17.51	41.79	16.82	-4.02	-17.51
2	3	24.47	-2.52	-24.11	-0.35	24.47	-2.51	-24.11	-0.35
2	4	27.71	-1.72	-27.25	-0.83	27.71	-17.24	-27.25	-0.83
2	5	54.66	5.56	-53.44	-4.83	54.65	5.55	-53.44	-4.82
3	4	19.39	2.86	-19.35	-4.96	19.38	2.86	-19.34	-4.68
4	5	6.60	0.52	-6.56	-5.17	6.59	0.51	-6.55	-5.17

Con los resultados mostrados en la Tabla 6 - Tabla 8 se concluye que el estado estacionario del SEP cumple con estándares de calidad tradicionales ya que el voltaje nodal no excede en magnitud una variación de $\pm 10\%$ mientras que la inyección de potencia de parte de los generadores no presenta magnitudes fuera de límites.

A continuación, se analiza una situación de perturbación típica que sería el incremento proporcional de toda la carga conectada y se analiza el comportamiento del sistema.



4.2.1. Situación crítica: aumento del 20% de la carga total del SEP

La situación crítica que se analiza en el SEP es el incremento de la carga total conectada en un 20 % distribuido equitativamente en todos los nodos. Este escenario puede representar el aumento de potencia demandada en el sistema durante el transcurso del día, específicamente durante el lapso conocido como demanda pico en el cual la potencia demandada alcanza su valor máximo. En el caso de que este incremento de carga suceda súbitamente es importante conocer el impacto que tiene el desbalance y como abordarlo antes de que suceda. La demanda resultante tras el incremento se encuentra en la Tabla 9.

Tabla 9. Demanda del sistema de 5 nodos con un incremento del 20%

Nodo	P_d [MW]	Q_d [MVar]
2	24.00	12.00
3	54.00	18.00
4	48.00	6.00
5	72.00	12.00

Considerando esta variación de carga se calculan las condiciones del sistema post contingencia. El resultado de este estudio se presenta en la Tabla 10 y Tabla 11. Se muestra el impacto del incremento de demanda en la frecuencia del sistema y la inyección de potencia de los generadores tras la perturbación, ya que todos los generadores compensan el desbalance provocado. Nótese nuevamente que el método desarrollado en este trabajo de tesis arroja resultados muy similares a los calculados por el paquete comercial PSS®E, tanto para el caso de las potencias generadas como para los voltajes nodales del SEP.

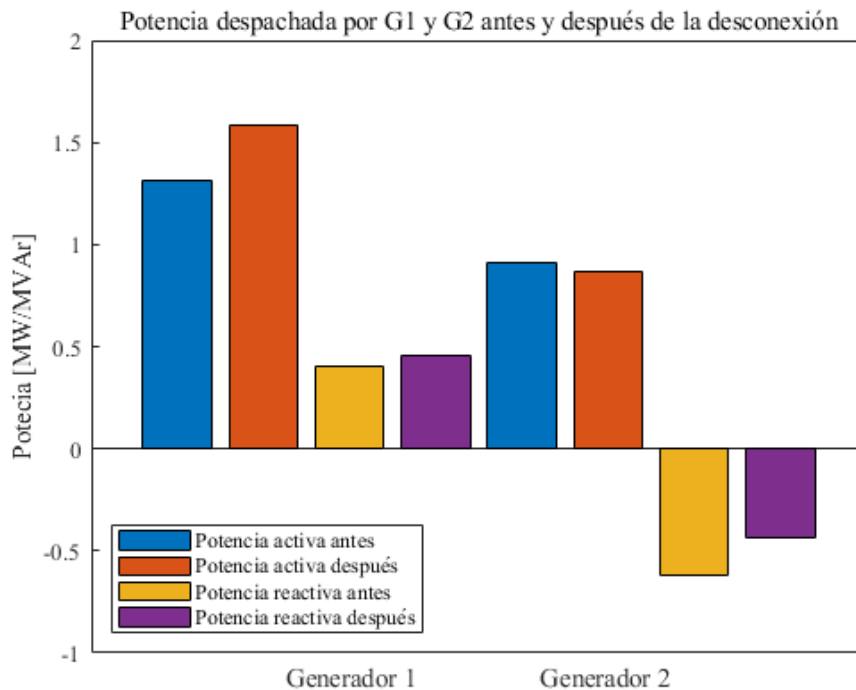
Tabla 10. Frecuencia y potencia generada tras el incremento de 20% carga en el sistema 5 nodos

	Frecuencia [Hz]	Generador G1		Generador G2	
		P_g [MW]	Q_g [MVar]	P_g [MW]	Q_g [MVar]
PSS®E Xplore	59.4282	158.35	86.58	45.96	-43.57
Método desarrollado	59.4258	158.45	86.56	45.97	-43.40

Tabla 11. Voltajes nodales para el SEP tras el aumento del 20% de carga

Nodo	PSS@E Xplore		Método desarrollado	
	V [pu]	θ [grad]	V [pu]	θ [grad]
1	1.0600	0.0000	1.0600	0.0000
2	1.0000	-2.7350	1.0000	-2.7377
3	0.9799	-5.7180	0.9800	-5.7242
4	0.9767	-6.1134	0.9770	-6.1232
5	0.9638	-7.1350	0.9640	-7.1371

Con el estudio realizado se constata que el incremento de carga impacta negativamente en la frecuencia del sistema, debido a que el desbalance de carga-generación desvía la frecuencia eléctrica a un valor de 0.574 [Hz], que excede los valores de desviación recomendados por la normativa vigente y que pone en riesgo la seguridad del sistema. En la Figura 4.2 se observan los cambios de potencia activa y reactiva de las plantas de generación producto de la perturbación simulada.


Figura 4.2. Comparación de la potencia despachada en SEP de 5 nodos tras aumento de 20% de carga

En la Figura 4.3 se muestra una comparación entre la magnitud de los voltajes nodales antes y después del incremento de carga. Se observa una ligera caída de tensión en los nodos del sistema

que no cuentan con una unidad de generación debido al incremento uniforme de la demanda de potencia reactiva en el sistema. Este decremento no se manifiesta en los nodos de generación pues estos regulan su nivel de tensión automáticamente tras la variación de carga.

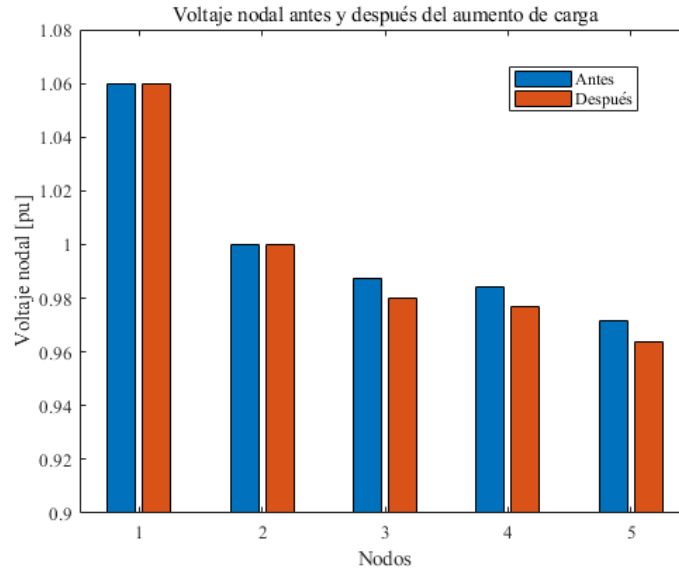


Figura 4.3. Comparación de voltaje nodal para el sistema de 5 nodos tras aumento del 20% de carga

En el caso de los ángulos nodales, en la Figura 4.4 se detalla que existe una variación en el ángulo para cada nodo, que representa el incremento del intercambio de potencia activa entre los nodos debido al aumento de la potencia. En el nodo 1 para ambos casos el ángulo de voltaje de 0° a pesar de que en el segundo caso no existe nodo *Slack*, este seguirá siendo el nodo de referencia angular.

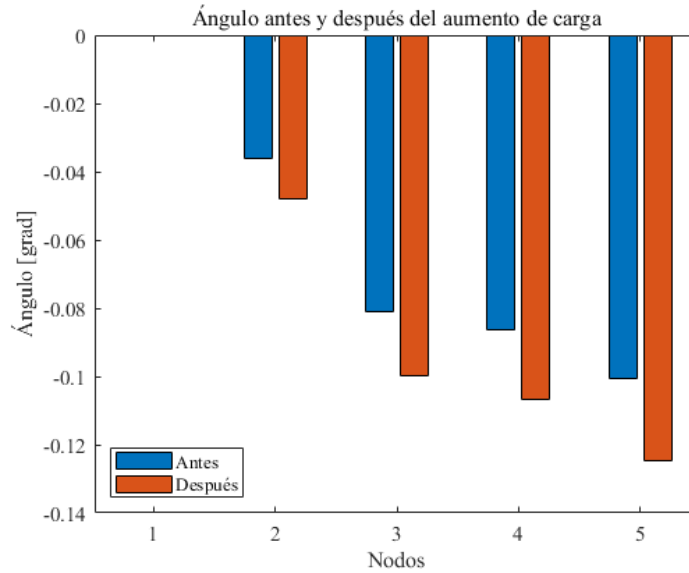


Figura 4.4. Comparación de ángulo nodal para el sistema de 5 nodos tras aumento del 20% de carga

4.3. Evaluación del sistema eléctrico IEEE de 14 nodos ante perturbaciones

El siguiente caso de estudio corresponde al sistema de 14 nodos de la IEEE [21] del cual inicialmente se calcula el estado operativo permanente del sistema para posteriormente analizar la desconexión del generador 2. Los datos del sistema se muestran en el Anexo, Sección A.2 y la topología de este SEP es la que se muestra en la Figura 4.5.

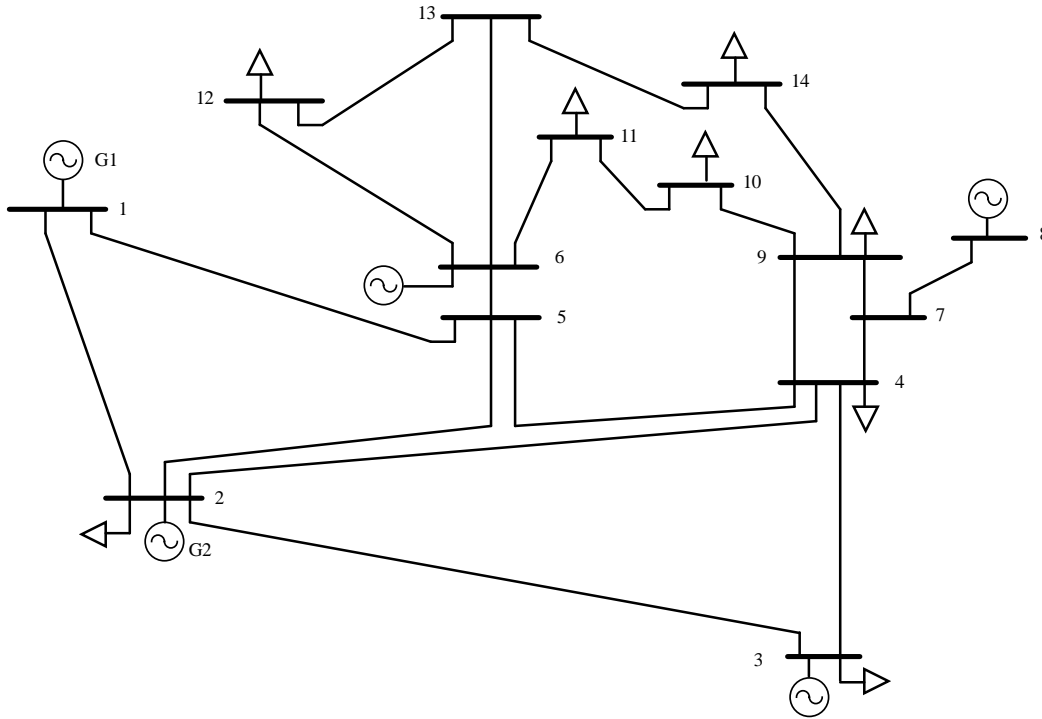


Figura 4.5. Sistema de 14 nodos IEEE

El sistema está compuesto de 14 nodos, 2 generadores y 3 compensadores síncronos necesarios para controlar el voltaje inyectando potencia reactiva. La demanda base nominal de este SEP es de 259 MW y 73.5 MVar. Se asume que, para las condiciones de precontingencia, el generador 1 es el *Slack*. El cual controla su voltaje en terminales a 1.06 pu mientras que el generador 2 lo controla a 1.045 pu. Bajo estas condiciones, la Tabla 12 muestra el resultado de flujos de potencia convencionales, donde se observa que la magnitud del voltaje de todos los nodos de la red está por encima de 1 pu, sin exceder el 10% debido a la inyección de potencia reactiva por parte de los compensadores.

Tabla 12. Voltaje nodal en sistema de 14 nodos antes de la perturbación

Nodo	V [pu]	θ [°]
1	1.0600	0.0000
2	1.0450	-4.9872
3	1.0100	-12.7418
4	1.0143	-10.2575



5	1.0173	-8.7649
6	1.0700	-14.4148
7	1.0505	-13.2534
8	1.0900	-13.2534
9	1.0340	-14.8337
10	1.0329	-15.0434
11	1.0477	-14.8483
12	1.0535	-15.2659
13	1.0472	-15.3063
14	1.0216	-16.0652

La potencia inyectada por los generadores se detalla en la Tabla 13, destacando que el generador 1 inyecta la mayor proporción de la potencia activa del sistema con 232.54 MW mientras que absorbe potencia reactiva del SEP con 15.55 MVar. El generador G2 inyecta a su vez una menor cantidad de potencia activa, es decir, 40 MW, sin embargo, inyecta una potencia reactiva de 46.8 MVar para regular la tensión en el sistema de potencia.

Tabla 13. Estado de los generadores antes de la perturbación en el sistema de 14 nodos

Generador	Nodo	P_g [MW]	Q_g [MVar]
G1	1	232.54	-15.55
G2	2	40	46.83

Por otro lado, la Tabla 14 muestra el resultado obtenido de los flujos de potencia en el SEP, así como las pérdidas de potencia en la red. Se observa que la línea de transmisión que conecta los nodos 1 y 2 es la más cargada de la red y por lo tanto la que más pérdidas produce.

Tabla 14. Flujos de potencia en el sistema de 14 nodos antes de la perturbación

De	Para	P_{km} [MW]	Q_{km} [MVar]	P_{mk} [MW]	Q_{mk} [MVar]	Pérdidas [MW]	Pérdidas [MVar]
1	2	157.02	-20.44	-152.72	27.73	4.31	7.30
1	5	75.52	4.88	-72.75	1.25	2.77	6.13
2	3	73.35	3.55	-71.02	1.64	2.33	5.19
2	4	55.97	0.43	-54.30	1.04	1.67	1.46
2	5	41.70	2.43	-40.78	-3.31	0.92	-0.88
3	4	-23.18	6.45	23.57	-6.77	0.39	-0.33



4	5	-59.83	12.61	60.31	-11.08	0.49	1.53
4	7	27.23	-5.94	-27.23	7.45	0.00	1.51
4	9	15.53	3.02	-15.53	-1.75	0.00	1.27
5	6	45.62	11.57	-45.62	-6.89	0.00	4.69
6	11	8.15	8.13	-8.04	-7.90	0.11	0.23
6	12	8.02	3.08	-7.95	-2.91	0.08	0.17
6	13	18.25	9.59	-18.01	-9.10	0.25	0.48
7	8	0.00	-23.53	0.00	24.42	0.00	0.88
7	9	27.23	16.15	-27.23	-15.15	0.00	1.00
9	10	4.51	-0.31	-4.51	0.32	0.01	0.02
9	14	8.75	0.75	-8.66	-0.55	0.09	0.19
10	11	-4.49	-6.03	4.54	6.13	0.04	0.10
12	13	1.85	1.32	-1.84	-1.31	0.01	0.01
13	14	6.34	4.62	-6.24	-4.43	0.10	0.20

4.3.1. Situación de estudio: desconexión del generador G2

El caso de estudio a analizar es la desconexión súbita del generador G2 ubicado en el nodo 2. Se observa en la Tabla 15 que la frecuencia eléctrica decae hasta un valor de 59.37 Hz, excediendo la desviación tolerada y poniendo en riesgo crítico la operación del sistema, forzando al generador G1 a inyectar 55.66 MW y 31.73 MVAr, ver Fig. 4.6, adicionales para mantener el funcionamiento de la red. Si esta situación se presenta en un sistema real podría ocurrir un apagón provocado por la apertura de las protecciones eléctricas con el objetivo de proteger tanto el generador G1 como a la misma infraestructura de la red.

Tabla 15. Frecuencia y potencia generada ante la desconexión de G2

Frecuencia	Generador G1	
	Hz	P_g [MW] Q_g [MVAr]
59.37577	288.20	16.18

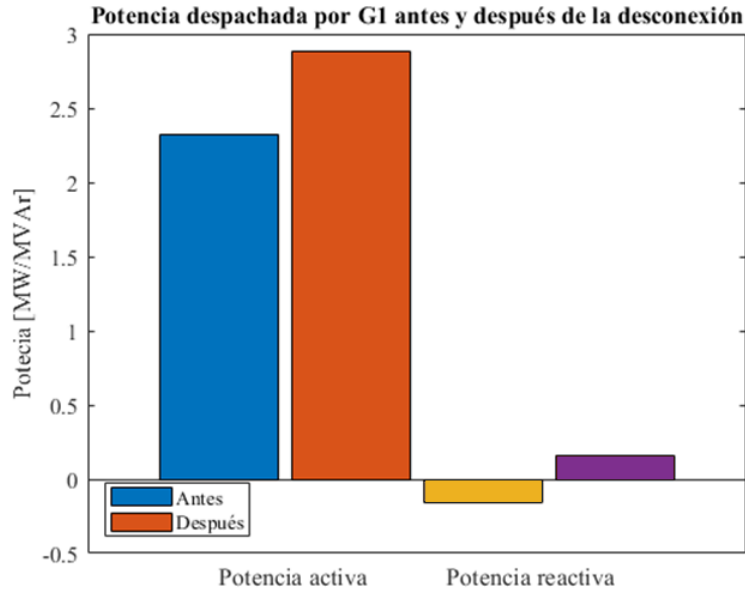


Figura 4.6. Comparación de la potencia generada ante la desconexión de G2

Continuando con el análisis y de acuerdo con la Tabla 16, se destaca que existe una caída de tensión en todos los nodos PQ, sin embargo, esta caída es mínima debido a la inyección de potencia reactiva por parte de los compensadores síncronos que permanecen conectados en el SEP durante la contingencia. Los compensadores síncronos permiten mantener el nivel de tensión dentro de los límites permitidos, y no pueden compensar el desbalance de carga y generación debido a que son incapaces de inyectar potencia activa al sistema por lo que independientemente de su colaboración respecto de su inyección de potencia reactiva, el SEP se encuentra en una situación crítica al ocurrir la desconexión súbita del generador G2 que se analiza en este caso de estudio.

**Tabla 16.** Voltajes nodales ante la desconexión de G2

Nodo	V [pu]	θ [°]
1	1.0600	0.0000
2	1.0245	-5.7737
3	1.0100	-13.8203
4	1.0070	-11.0156
5	1.0097	-9.4488
6	1.0700	-15.1270
7	1.0474	-13.9553
8	1.0900	-13.9553
9	1.0312	-15.4990
10	1.0307	-15.7064
11	1.0466	-15.5323
12	1.0534	-15.9713
13	1.0469	-16.0030
14	1.0200	-16.7318

La Figura 4.7 muestra el cambio en los voltajes nodales del SEP respecto a sus valores iniciales precontingencia. Nótese que los nodos 2, 4 y 5 son los que experimentan las variaciones más grandes cuando ocurre la desconexión del generador G2. Este evento podría, además de conducir a desviaciones de frecuencia, imponer condiciones de estrés desde el punto de vista de regulación de voltaje en el SEP.

Para completar el análisis de resultados, en la Figura 4.8 se reportan gráficamente los ángulos nodales de la red pre y postcontingencia. Recordando que los ángulos de fase están mayormente asociados con los flujos de potencia activa, se observa que las mayores variaciones angulares se dan en aquellos nodos asociados con mayores cambios de potencia real en el SEP, es decir, en los nodos 2, 3 4 y 5.

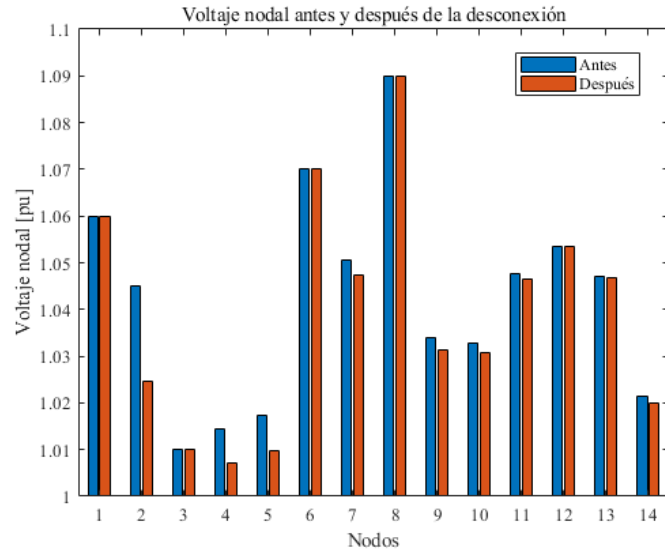


Figura 4.7. Comparación de voltajes nodales del sistema de 14 nodos

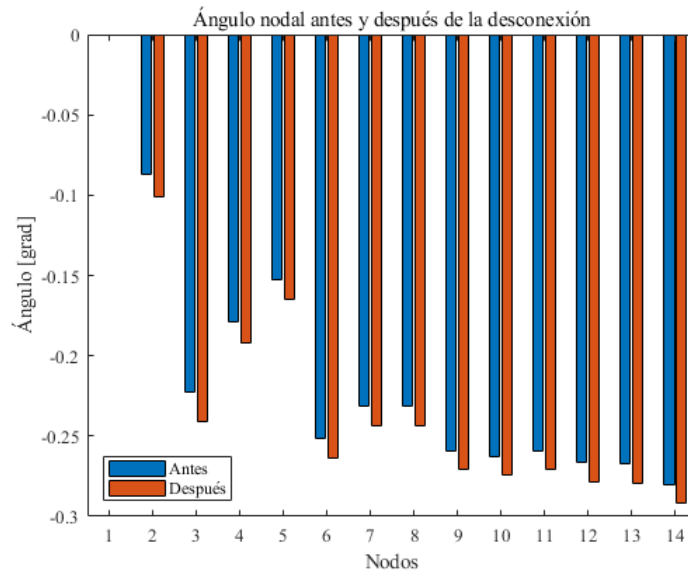


Figura 4.8. Comparación de ángulos nodales del sistema de 14 nodos



Capítulo 5.

Conclusiones y trabajos futuros

A continuación, se exponen las conclusiones obtenidas en este trabajo de tesis, partiendo del cumplimiento del objetivo de desarrollar una herramienta que permite calcular los puntos de equilibrio de un SEP tras diversos escenarios de desbalance de carga y generación, la importancia de esta información parte de lo técnico hasta su relación con el contexto nacional debido al impacto de la regulación de frecuencia en el Sistema Eléctrico Nacional. También se exponen las conclusiones obtenidas del análisis de estado estacionario para los sistemas eléctricos de potencias de 5 y 14 nodos de la IEEE considerando la respuesta de regulación de frecuencia de los generadores.

La variación de la demanda energética a lo largo del tiempo es un fenómeno intrínseco de los sistemas eléctricos de potencia que, de no atenderse apropiadamente, afecta en gran escala su confiabilidad y seguridad ya que dichas variaciones impactan tanto el despacho de generación como el flujo de potencia del SEP. Esta consideración no es ajena al Sistema Eléctrico Nacional, por ello, en el **Capítulo 1** se exponen las consecuencias de no considerar la desviación de frecuencia durante la planeación y operación del SEN, que abarcan desde el deterioro de las unidades de generación y la infraestructura de transmisión de energía hasta la desconexión de regiones completas de la red, provocando desastrosas consecuencias económicas y poniendo en riesgo la integridad de la población afectada por dicha desconexión. Se deben tomar en cuenta las características de regulación de frecuencia de las unidades de generación ya instaladas, y sobre todo las futuras, así como el comportamiento de la carga ante la desviación de frecuencia y voltaje al realizar una expansión en la capacidad instalada del SEP como un criterio técnico fundamental al tomar decisiones políticas relacionadas con la seguridad energética del país. En este trabajo de tesis se demuestra que, de ocurrir eventos críticos como la desconexión súbita de una unidad de generación o el incremento súbito de demanda, situaciones convencionales en el acontecer de una red eléctrica, las repercusiones pueden paralizar el funcionamiento óptimo del sistema.



Como se discutió en el **Capítulo 2**, el análisis de desbalance de carga y generación parte del modelado de las unidades convencionales de generación de energía. Es decir, aquellas comprendidas por un acoplamiento de una turbina, sea de gas, vapor o agua, junto a una máquina síncrona funcionando como generador. El comportamiento de dicho acoplamiento ante una situación de incremento o decremento de demanda es lo que definirá la respuesta del sistema, y su capacidad de retornar a un estado de operación satisfactorio. La regulación de velocidad y la curva de tolerancia de variación de frecuencia son los dos aspectos técnicos por considerar para cada unidad generadora pues brindan información acerca de los límites físicos que pueden soportar, y por lo tanto su participación en la regulación de frecuencia. La importancia de estas características se establece en el **Capítulo 3**, donde se presenta una modificación del método de Newton-Raphson, una herramienta tradicional en el análisis de flujos de potencia en SEP. Aquí se consideran la respuesta de los gobernadores de velocidad de las plantas de generación y la respuesta de la carga ante cambios en el voltaje nodal y la frecuencia del sistema, obteniendo resultados concretos sobre el desbalance de carga y generación y permitiéndonos conocer el estado del sistema tras el desbalance de potencia.

El resultado de este análisis se muestra en los dos casos de estudio presentados en el **Capítulo 4**. Inicialmente, el primer caso de estudio se utiliza el sistema de potencia de la IEEE de 5 nodos para validar la herramienta digital desarrollada en este trabajo de tesis, ante variaciones de la demanda, versus el paquete comercial de simulación de SEP ampliamente utilizado en la industria eléctrica, es decir, el PSS®E en su versión libre para la academia. Posteriormente, se muestra el impacto de la desconexión súbita de un generador usando el modelo del sistema eléctrico del estándar de la IEEE de 14 nodos. Se concluye que la frecuencia decae muy por encima de los límites permitidos aun cuando exista un aumento de la potencia real suministrada por la unidad de generación que permanece conectada. Se discute que existe un límite físico de la máquina que permanece conectada y que, tras inyectar toda la potencia activa disponible después de la contingencia, la caída en el valor de la frecuencia es inevitable. Por esto es fundamental contar con unidades de generación con la capacidad de respaldar el sistema en caso de situaciones de emergencia cuya capacidad de regulación de frecuencia permitan la operación confiable del sistema eléctrico.

Finalmente, como conclusión general de esta tesis, es posible cuantificar el desbalance de carga y generación mediante la desviación de frecuencia en los sistemas eléctricos de potencia mediante



el desarrollo de herramientas matemáticas y computacionales para el correcto desarrollo y planeación de una red eléctrica.

5.1.Trabajos futuros

Reconociendo los alcances de este trabajo escrito, así como los avances contemporáneos en el área de ingeniería eléctrica, se muestran a continuación propuestas de trabajos futuros respecto al estudio de sistemas eléctricos considerando el desbalance de carga y generación:

1. Realizar equivalentes de red del Sistema Eléctrico Nacional para cuantificar el desempeño de la red y la respuesta de este ante desbalances de carga y generación, así como obtener simulaciones que permitan diseñar la expansión de la infraestructura instalada sin que esto repercuta en la confiabilidad de la red.
2. Realizar modelos más detallados de las unidades de generación, que contemplen los diferentes modelos de turbinas utilizadas en la actualidad, considerando valores de regulación no constantes y curvas características adecuadas para cada modelo.
3. Implementar modelos de generación intermitente en el análisis, debido su bajo porcentaje de regulación de frecuencia y su inevitable incorporación en los sistemas eléctricos contemporáneos. Se prevé considerar el desarrollo de diferentes modelos de generación renovable e intermitente, es decir, generación solar, eólica, mareomotriz, etc.
4. Desarrollar e implementar modelos matemáticos con respuesta la frecuencia de sistemas de almacenamiento por baterías (BESS) que faciliten estudiar su integración e impacto en la regulación primaria de frecuencia de los SEP.



Referencias

- [1] Comisión Federal de Electricidad, «Plan de Negocios,» CFE, México, 2021-2025.
- [2] G. F. México, «Reglamento de ley del servicio público de energía eléctrica,» México, 1993 rev. 2012.
- [3] Secretaría de Energía, «Gobierno de México fortalece el Sistema Eléctrico Nacional,» 16 Mayo 2020. [En línea]. Available: <https://www.gob.mx/sener/articulos/el-gobierno-de-mexico-fortalece-el-sistema-electrico-nacional#:~:text=Actualmente la capacidad instalada de,un total de 50%2C000 MW..> [Último acceso: 23 01 2021].
- [4] Comisión Reguladora de Energía, *Reporte de confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional*, México: CRE, 2018.
- [5] Secretaría de Energía, *Programa de desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019-2033*, México: SENER, 2019.
- [6] Z. Jorge, «Entendiendo el mercado eléctrico: ¿cómo funciona?,» 23 Julio 2019. [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine-mexico.com/2019/07/23/entendiendo-el-mercado-electrico-como-funciona/>. [Último acceso: 29 01 2021].
- [7] Y. Zhang, P. Markham, T. Xia, L. Chen, Y. Ye, Z. Wu, L. Wang, J. Bank, J. Burgett, R. W. Conners y Y. Liu, «Wide-area frequency monitoring network (FNET) architecture and applications. *IEEE Transactions on Smart Grid*» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 1, n° 2, pp. 159-167, 2010.
- [8] M. Okamura, Y. O-ura, S. Hayashi, K. Uemura y F. Ishiguro, «A new power flow model and solution method,» *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, vol. 94, n° 3, p. 9, 1975.
- [9] L. M. Castro, C. R. Fuerte-Esquivel y J. H. Tovar-Hernandez, «Solution of power flow with automatic load-frecuency control devices including wind farms,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, n° 4, 2012.
- [10] Siemens Industry, *PSS/E 34.2 Program operation manual*, New York, 2017.
- [11] C. Sulzberger, «History: Pearl Street in Miniature,» *IEEE Power & Energy Magazine* , n° March / April, 2013.



- [12] Comisión Federal de Electricidad, «Interrupción del 28 de diciembre de 2020 y aspectos de confiabilidad,» 4 Enero 2021. [En línea]. Available: <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/OTROS/Boletines/boletin?i=2079>. [Último acceso: 13 Febrero 2021].
- [13] W. Brokering Christie y R. Palma Behnke , *Atrapando el Sol en los Sistemas Eléctricos de Potencia*, Santiago de Chile , 2018.
- [14] O. I. Elgerd, *Electric energy system theory: An introduction*, New Delhi: Mc Graw-Hill, 1971.
- [15] P. Kundur, *Power system stability and control*, Electric Power Research Institute, 1994.
- [16] P. Anderson y A. A. Fouad, *Power System Control and Stability*, USA: John Wiley and Sons. INC, 2003.
- [17] A. J. Woos, B. F. Wollenberg y G. B. Sheblé, *Power generation, operation, and control*, New Jersey: Wiley, 2014.
- [18] J. J. Grainger y W. D. Stevenson Jr., *Análisis de sistemas de potencia*, Mc Graw-Hill, 1996.
- [19] H. D. Salvador, *Electric power system fundamentals*, Massachusetts: Artech House, 2016.
- [20] G. W. Stagg y A. H. El-Abiad, *Computer methods in power system analysis*, McGraw-Hill, 1968.
- [21] U. E. Engineering, «Power systems test case archive,» [En línea]. Available: http://labs.ece.uw.edu/pstca/pf14/pg_tca14bus.htm. [Último acceso: 12 04 2021].
- [22] D. J. Glover, T. J. Overbye y M. S. Sarma, *Power System Analysis & Design*, Boston: CENGAGE Learning, 2012.
- [23] A. A. Bhandakkar, «Real-Time-Simulation of IEEE-5-Bus Network on OPAL-RT-OP4510 Simulator,» *IOP Conference Series Materials Science and Engineering*, 2018.
- [24] H. Saadat, *Power system analysis*, Mc Graw-Hill, 1999.



ANEXOS

DATOS DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA DEL IEEE

A1. Datos para el sistema de 5 nodos del IEEE⁷

Tabla 17. *Parámetros de líneas de transmisión para el sistema de 5 nodos*

Nodos	R [pu]	X [pu]	B [pu]
1 2	0.02	0.06	0.03
1 3	0.08	0.24	0.05
2 3	0.06	0.18	0.04
2 4	0.06	0.18	0.04
2 5	0.04	0.12	0.03
3 4	0.01	0.03	0.02
4 5	0.08	0.24	0.05

Tabla 18. *Datos de los nodos del sistema de 5 nodos*

Nodo	V [pu]	θ [grad]	P_g [MW]	Q_g [MVar]	P_d [MW]	Q_d [MVar]
1	1.0600	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00
2	1.0000	0.0000	40.00	30.00	20.00	10.00
3	1.0000	0.0000	0.00	0.00	45.00	15.00
4	1.0000	0.0000	0.00	0.00	40.00	5.00
5	1.000	0.0000	0.00	0.00	60.00	10.00

Tabla 19. *Datos de los generadores del sistema para el sistema de 5 nodos*

Generador	Nodo	S_{nom} [MVA]	R [%]
G1	1	200.00	7
G2	2	50.00	8

⁷ [20]

**Tabla 20.** *Datos característicos de las cargas para el sistema de 5 nodos*

Nodo	kp	pp	pc	pz	NI	kq	qp	qc	qz	$N2$
2 a 5	0.04	0.3	0.2	0.5	1	0	0.3	0.2	0.5	1

A2. Datos para el sistema de 14 nodos del IEEE⁸**Tabla 21.** *Datos de las líneas de transmisión del sistema de 14 nodos*

Nodos	R [pu]	X [pu]	B [pu]	TAP
1 2	0.01938	0.05917	0.0528	1
1 5	0.05403	0.22304	0.0492	1
2 3	0.04699	0.19797	0.0438	1
2 4	0.05811	0.17632	0.034	1
2 5	0.05695	0.17388	0.0346	1
3 4	0.06701	0.17103	0.0128	1
4 5	0.01335	0.04211	0.0000	1
4 7	0.0000	0.20912	0.0000	0.978
4 9	0.0000	0.55618	0.0000	0.969
5 6	0.0000	0.25202	0.0000	0.932
6 11	0.09498	0.1989	0.0000	1
6 12	0.12291	0.25581	0.0000	1
6 13	0.06615	0.13027	0.0000	1
7 8	0.0000	0.17615	0.0000	1
7 9	0.0000	0.1101	0.0000	1
9 10	0.03181	0.0845	0.0000	1
9 14	0.12711	0.27038	0.0000	1
10 11	0.08205	0.19207	0.0000	1
12 13	0.22092	0.19988	0.0000	1
13 14	0.17093	0.34802	0.0000	1

⁸ [21]

**Tabla 22.** Datos de los nodos del sistema de 14 nodos

Nodo	V [pu]	θ [grad]	P_g [MW]	Q_g [MVar]	P_d [MW]	Q_d [MVar]
1	1.0600	0.0000	232.40	-0.17	0.00	0.00
2	1.0450	0.0000	40.00	42.40	21.70	12.70
3	1.0100	0.0000	0.00	23.40	94.20	19.00
4	1.0000	0.0000	0.00	0.00	47.80	-3.90
5	1.0000	0.0000	0.00	0.00	7.60	1.60
6	1.0700	0.0000	0.00	12.20	11.20	7.50
7	1.0000	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00
8	1.0900	0.0000	0.00	17.40	0.00	0.00
9	1.0000	0.0000	0.00	0.00	29.50	16.60
10	1.0000	0.0000	0.00	0.00	9.00	5.80
11	1.0000	0.0000	0.00	0.00	3.50	1.80
12	1.0000	0.0000	0.00	0.00	6.10	1.60
13	1.0000	0.0000	0.00	0.00	13.50	5.80
14	1.0000	0.0000	0.00	0.00	14.90	5.00

Tabla 23. Datos de los generadores del sistema de 14 nodos

Generador	Nodo	S_{nom} [MVA]	R [%]
G1	1	250.00	7
G2	2	50.00	8

Tabla 24. Datos característicos de las cargas para el sistema de 14 nodos

Nodo	k_p	p_p	p_c	p_z	$N1$	k_q	q_p	q_c	q_z	$N2$
2 al 6 9 al 14	0.04	0.3	0.2	0.5	1	0	0.3	0.2	0.5	1