



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Análisis de contingencias en redes  
eléctricas incluyendo plantas renovables  
con reparto de potencia**

**TESIS**

Que para obtener el título de  
**Ingeniero Eléctrico Electrónico**

**P R E S E N T A**

Eduardo Porras Saldaña

**DIRECTOR DE TESIS**

Dr. Luis Miguel Castro González



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2026



**PROTESTA UNIVERSITARIA DE INTEGRIDAD Y  
HONESTIDAD ACADÉMICA Y PROFESIONAL**  
(Titulación con trabajo escrito)



De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87, fracción V, del Estatuto General, 68, primer párrafo, del Reglamento General de Estudios Universitarios y 26, fracción I, y 35 del Reglamento General de Exámenes, me comprometo en todo tiempo a honrar a la institución y a cumplir con los principios establecidos en el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente con los de integridad y honestidad académica.

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN REDES ELÉCTRICAS INCLUYENDO PLANTAS RENOVABLES CON REPARTO DE POTENCIA que presenté para obtener el título de INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi Entidad Académica, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

En consecuencia, acepto que la falta de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y normativas de la Universidad, en particular las ya referidas en el Código de Ética, llevará a la nulidad de los actos de carácter académico administrativo del proceso de titulación.

---

**EDUARDO PORRAS SALDAÑA**  
Número de cuenta: 314000778



## Agradecimientos

Me gustaría agradecer a mi familia. Mis padres, **Oscar Porras Gallegos** y **Carmina Saldaña Gómez**, que me han apoyado en este largo camino, llenado mi vida de cariño y muchas enseñanzas. A mi hermana **Pamela** con quien he hecho demasiadas locuras y compartido momento inolvidables, y a mi abuela **Isabel**, que me ha dado muchos consejos para superar algunos retos de mi vida, por todo su cariño que me ha brindado y por sus consejos de cocina. A mi gata **Aradia** por compartir múltiples desveladas a mi lado.

Agradecerle a mi novia, **Jahzeel Xanath**, quien me ha ayudado mucho a crecer como persona, ha creído en mí incluso cuando yo mismo lo deje de hacer y me ha ayudado a levantarme más de una vez, gracias por cada uno de los momentos que hemos vivido, cada risa, paseo, plática y travesura que hemos compartido.

Agradezco a **Victor R.**, **Rosixochitl M.** y **Jesús R.**, que se volvieron mis mejores amigos a lo largo de toda la carrera compartiendo materias, proyectos, partidas de juegos de mesa y videojuegos.

A mis amigos que fui formando durante este trabajo de tesis **Andrea A.**, **Alejandro P.**, **Víctor**, **Adrián L.**, **Johan G.**, **Lenia R.**, **Fernando R.** y **Jesús S.** por cada partida de UNO que jugamos, las risas durante los descansos y los consejos que me brindaron para mejorar.

Deseo agradecer al **Dr. Luis M. Castro** por el tiempo, su orientación y por resolver cada una de mis dudas. Valoro las clases que tuve la oportunidad de tomar con él, las pláticas y consejos que me brindó, así como darme la oportunidad de poder realizar este trabajo bajo su guía.



## Resumen

El desarrollo de las redes eléctricas ha sido fundamental para el progreso social y económico de los países desde hace varias décadas. Más recientemente, la integración de plantas renovables ha sido de gran ayuda para proveer un suministro de energía eléctrica asequible y no contaminante. No obstante, esto ha comprometido la operación de las redes eléctricas, en particular durante contingencias, perjudicando su seguridad y confiabilidad. Por ello, es necesario tener herramientas que permitan evaluar el impacto de las renovables en la red, esto con la idea de conocer de forma anticipada el impacto de los posibles eventos que pudiesen comprometer la operación y estabilidad de la red.

En esta tesis inicialmente se discuten las problemáticas y consecuencias típicas que se presentan en la operación de las redes eléctricas ante contingencias, así como los desafíos que surgen a raíz de la integración de las fuentes energías renovables. Subsecuentemente, usando modelos adecuados de componentes eléctricos tales como generadores, líneas de transmisión y cargas, se desarrolla un algoritmo que permite estimar el estado estacionario en condiciones de post contingencia de la red eléctrica, considerando el reparto de potencia en las centrales eléctricas convencionales y renovables (eólicas y fotovoltaicas) mediante la respuesta primaria. Este método se formula usando factores de sensibilidad lineal, obtenidos de la linealización del modelo de flujos de potencia. El reparto de potencia de los generadores también se formula usando factores de sensibilidad, el cual está asociado con la aportación de potencia ante desviaciones de frecuencia resultado de cada contingencia. Esta herramienta permite llevar a cabo análisis de contingencias de manera eficiente, evaluando y clasificando con mayor rigor cada uno de los eventos, con especial énfasis en aquellos que causan desbalances netos de potencia. El algoritmo desarrollado se prueba usando la red WSCC de 9 nodos incluyendo una planta renovable, contrastando sus resultados con métodos clásicos de análisis de contingencia como flujos de potencia y factores de sensibilidad lineal sin reparto de potencia. También, se emplea el sistema de prueba del IEEE de 39 nodos considerando cinco plantas renovables para mostrar la utilidad del método, concluyéndose que éste puede utilizarse como herramienta efectiva para analizar y estudiar redes eléctricas modernas de gran escala ante contingencias.



# Índice

|                                                                             |            |
|-----------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>Agradecimientos .....</b>                                                | <b>II</b>  |
| <b>Resumen .....</b>                                                        | <b>III</b> |
| <b>Índice de Tablas .....</b>                                               | <b>VI</b>  |
| <b>Índice de Figuras .....</b>                                              | <b>VII</b> |
| <b>1. Antecedentes y estado del arte .....</b>                              | <b>1</b>   |
| 1.1. Introducción .....                                                     | 1          |
| 1.2. Antecedentes .....                                                     | 2          |
| 1.3. Justificación .....                                                    | 8          |
| 1.4. Objetivo.....                                                          | 9          |
| 1.5. Hipótesis .....                                                        | 9          |
| 1.6. Organización .....                                                     | 10         |
| <b>2. Modelado de equipos de potencia.....</b>                              | <b>11</b>  |
| 2.1. Introducción .....                                                     | 11         |
| 2.2. Plantas de generación convencionales .....                             | 12         |
| 2.2.1. Modelo del generador.....                                            | 12         |
| 2.2.2. Modelo del gobernador de velocidad .....                             | 13         |
| 2.2.3. Planta de generación convencional con reparto de potencia .....      | 14         |
| 2.3. Planta fotovoltaica .....                                              | 15         |
| 2.4. Planta eólica .....                                                    | 19         |
| 2.5. Modelo de la línea de transmisión .....                                | 22         |
| 2.6. Modelo de la línea de transmisión .....                                | 24         |
| <b>3. Análisis de contingencias en redes eléctricas.....</b>                | <b>25</b>  |
| 3.1. Introducción .....                                                     | 25         |
| 3.2. Estados operativos de un sistema de eléctrico de potencia.....         | 26         |
| 3.3. Supervisión en tiempo real.....                                        | 27         |
| 3.4. Método 1: análisis de contingencias mediante flujos de potencia .....  | 28         |
| 3.4.1. Clasificación de nodos.....                                          | 29         |
| 3.4.2. Método de Newton-Raphson.....                                        | 30         |
| 3.4.3. Índice de severidad y selección de contingencias .....               | 33         |
| 3.4.4. Algoritmo del Método 1: flujos de potencia .....                     | 34         |
| 3.5. Método 2: análisis de contingencias con factores de sensibilidad ..... | 35         |
| 3.5.1. Flujos de potencia en CD .....                                       | 35         |
| 3.5.2. Factores de cambio de inyección de potencia .....                    | 37         |
| 3.5.3. Factores de cambio de distribución .....                             | 38         |
| 3.5.4. Algoritmo del Método 2: factores de sensibilidad lineal .....        | 42         |



---

|                                                                                      |           |
|--------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 3.6. Método 3: análisis de contingencias con reparto de potencia.....                | 43        |
| 3.6.1. Algoritmo del Método 3: factores de sensibilidad con reparto de potencia..... | 47        |
| <b>4. Estudio de casos .....</b>                                                     | <b>48</b> |
| 4.1. Introducción .....                                                              | 48        |
| 4.2. Aplicación de los Métodos 1, 2 y 3 de análisis de contingencias .....           | 49        |
| 4.2.1. Caso 1a: Sistema WSCC de 9 nodos.....                                         | 49        |
| 4.2.2. Caso 1b: Sistema WSCC de 9 nodos con una planta renovable .....               | 53        |
| 4.3. Sistema IEEE de 39 nodos con alta penetración de renovables.....                | 55        |
| <b>5. Conclusiones y trabajos futuros .....</b>                                      | <b>59</b> |
| 5.1. Conclusiones .....                                                              | 59        |
| 5.2. Trabajos futuros .....                                                          | 61        |
| <b>6. Referencias.....</b>                                                           | <b>62</b> |
| <b>7. Anexos .....</b>                                                               | <b>67</b> |
| A. Límites de potencia reactiva. ....                                                | 67        |
| B. Parámetros del sistema IEEE de 39 nodos.....                                      | 68        |



## Índice de Tablas

|             |                                                                               |    |
|-------------|-------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 1.1.  | Lista de apagones más importantes ocurridos en el mundo [1], [6], [7].        | 3  |
| Tabla 4.1.  | Parámetros de los equipos conectados a los nodos.                             | 50 |
| Tabla 4.2.  | Parámetros de los elementos de transmisión                                    | 50 |
| Tabla 4.3.  | Voltajes, ángulos y potencias generadas del sistema.                          | 51 |
| Tabla 4.4.  | Flujos de potencia en estado estacionario (precontingencia)                   | 51 |
| Tabla 4.5.  | Comparación entre los Métodos 1, 2 y 3 para el análisis de contingencias.     | 52 |
| Tabla 4.6.  | Contingencias con planta fotovoltaica sin reparto de potencia.                | 54 |
| Tabla 4.7.  | Contingencias con planta fotovoltaica con reparto de potencia.                | 55 |
| Tabla 4.8.  | Flujos de potencia en estado estacionario.                                    | 56 |
| Tabla 4.9.  | Contingencias con plantas renovables sin reparto de potencia.                 | 57 |
| Tabla 4.10. | Contingencias con plantas renovables con reparto de potencia.                 | 58 |
| Tabla B.1.  | Parámetros de los equipos conectados a los nodos para el sistema de 39 nodos. | 68 |
| Tabla B.2.  | Parámetros de elementos de transmisión para el sistema de 39 nodos.           | 69 |



## Índice de Figuras

|          |                                                                                                                    |    |
|----------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Fig. 1.1 | Causas que provocaron apagones entre 1965 y 2015.....                                                              | 5  |
| Fig. 2.1 | Par mecánico y par eléctrico en un generador síncrono.....                                                         | 12 |
| Fig. 2.2 | Diagrama de bloques del grupo generador-turbina con gobernador de velocidad.                                       | 14 |
| Fig. 2.3 | Circuito equivalente con un diodo de un sistema fotovoltaico. ....                                                 | 15 |
| Fig. 2.4 | Curvas $P_{pv}$ vs $E_{pv}$ de sistemas fotovoltaicos.....                                                         | 17 |
| Fig. 2.5 | Curva normalizada $P_{pvopt}$ vs $S_i$ para una planta fotovoltaica. ....                                          | 18 |
| Fig. 2.6 | Curvas $P_{wg}$ vs $\omega_t$ de turbinas eólicas de velocidad variable.....                                       | 20 |
| Fig. 2.7 | Curva de potencia del aerogenerador normalizada. ....                                                              | 21 |
| Fig. 2.8 | Modelo $\pi$ de una línea de transmisión.....                                                                      | 22 |
| Fig. 3.1 | Estados de operación de un SEP.....                                                                                | 26 |
| Fig. 3.2 | Tareas principales en un centro de control de energía y flujo de información.....                                  | 27 |
| Fig. 3.3 | Balance de potencia en el nodo $k$ : a) Potencia activa b) Potencia reactiva. ....                                 | 29 |
| Fig. 3.4 | Diagrama de flujo para el análisis de contingencia aplicando flujos de potencia..                                  | 34 |
| Fig. 3.5 | Modelo de la salida de una línea. ....                                                                             | 39 |
| Fig. 3.6 | Diagrama de flujo para el análisis de contingencia aplicando factores de sensibilidad lineal. ....                 | 42 |
| Fig. 3.7 | Diagrama de flujo para el análisis de contingencia aplicando factores de sensibilidad con reparto de potencia..... | 47 |
| Fig. 4.1 | Sistema WSCC de 9 nodos [38].....                                                                                  | 49 |
| Fig. 4.2 | Sistema WSCC de 9 nodos con generación fotovoltaica. ....                                                          | 53 |
| Fig. 4.3 | Sistema IEEE de 39 nodos modificado [39]. ....                                                                     | 56 |



# Capítulo 1

## Antecedentes y estado del arte

### 1.1.Introducción

Las redes eléctricas, también conocidas como sistemas eléctricos de potencia (SEP), han estado en constante crecimiento, llegando a ser uno de los pilares base que mantienen a las sociedades modernas. Este crecimiento, sin embargo, viene de la mano de una mayor complejidad operativa debido a sus grandes dimensiones y por su inevitable exposición a eventos inesperados. Debido a ello, los SEP no son del todo seguros ya que llegan a colapsarse, parcialmente o por completo, provocando apagones y afectando a millones de personas con pérdidas económicas millonarias. Aunque los apagones son eventos que ocurren rara vez, su incidencia ha obligado a los operadores de las redes a desarrollar estrategias para su prevención, tratando de evitar que alguna falla menor escale a situaciones que pudiesen provocar la pérdida total de la red eléctrica.

En este capítulo se presenta un panorama general de las causas y consecuencias que pueden desencadenar en un apagón basándose en información reportada sobre eventos ocurridos alrededor del mundo. Esto permite contextualizar la importancia de fortalecer los SEP para garantizar un suministro continuo, confiable y seguro. Además, se aborda la tendencia actual hacia la integración de plantas renovables a las redes eléctricas y cómo esta condición puede afectar a la seguridad del sistema en su conjunto. Al tratarse de fuentes de energía intermitente, no se tiene un control sobre el insumo primario, el viento o la radiación solar, ya que se depende de las condiciones climatológicas. No obstante, los códigos de red obligan a todas las centrales eléctricas, incluyendo a las renovables, a participar en la regulación primaria de frecuencia, implicando con ello participar en el reparto de potencia ante contingencias. Esto tiene como objetivo primordial, mejorar el suministro de energía eléctrica y la resiliencia de la red eléctrica en su conjunto, en particular cuando se tiene una integración masiva de fuentes renovables intermitentes.



## 1.2. Antecedentes

Un SEP debe de ser capaz de proporcionar energía eléctrica de forma continua a los consumidores, independientemente del tipo de condiciones a las que se enfrenta, lo cual ocurría al principio de su desarrollo tecnológico donde el área de cobertura no era tan extensa. No obstante, al comenzar a interconectarse con centros de consumo más lejanos, las redes eléctricas crecieron en capacidad, así como en tamaño y área de cobertura. Este crecimiento ayudó a que los SEP obtuvieran más fortaleza, pero también los volvió vulnerables a diversas fallas y condiciones climatológicas, aumentando su complejidad de operación [1], [2], [3].

Al mismo tiempo que crecieron los SEP también creció el problema de operarlos de forma estable y eficiente, siendo muy común tener fallas en los componentes. Esto en algunas ocasiones se reflejaba en interrupciones de la energía eléctrica de manera masiva [3], [4]. A estas interrupciones se les conoce como apagones y sus implicaciones pueden ser masivas, afectando a los sectores económicos, industriales y sociales, con daños multimillonarios [4]. Un apagón en general es el resultado de una cadena de eventos, o fallas en cascada, que surgen a partir de la falla de un equipo o de una perturbación en el sistema, provocando la desconexión de uno o varios equipos dependientes de la red [5]. Sin embargo, también puede haber fallas a partir del factor humano debido a una interpretación incorrecta del criterio de seguridad N-1, el cual permite conocer la reacción del sistema en diferentes escenarios de salida de uno de sus elementos a la vez [4].

Las redes eléctricas son responsables de sustentar nuestra sociedad moderna, por ello es necesario que operen de manera segura con costos de operación asequibles [4]. No obstante, los SEP están sujetos a una gran variedad de contingencias y perturbaciones, tales como sobrecargas, desastres naturales, salida de elementos de generación o transmisión, ataques cibernéticos, entre otros; lo cual puede provocar fallas en cascada y, a su vez, escalar a apagones parciales o totales [2]. Aunque los apagones han ocurrido en todo el mundo, esto ha permitido conocer sus causas y efectos en otros SEP, así como investigar estrategias de prevención para mantenerlos preparados y evitar el riesgo de apagones subsecuentes. Algunos de los más importantes se muestran en la Tabla 1.1 [2], [4], [6], cuya pérdida de potencia suministrada ha llegado hasta los GW, afectando varios millones de usuarios.

**Tabla 1.1.** Lista de apagones más importantes ocurridos en el mundo [1], [6], [7].

| Año  | País              | Potencia perdida [MW] | Causa                                                                                        | Efecto                                                                      | Afectados [MU] <sup>1</sup> |
|------|-------------------|-----------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|
| 1965 | Estados Unidos    | 1,700                 | Sobrecarga.                                                                                  | Salida de línea de transmisión                                              | 30                          |
| 1987 | Tokio             | 3,400                 | Incremento rápido en la demanda.                                                             | Caídas de voltaje de 500 [kV] a 460 [kV]                                    | 2.8                         |
| 1996 | Estados unidos    | 2,000                 | Contacto con un árbol.                                                                       | Corto circuito en líneas de transmisión.                                    | -                           |
| 2003 | Dinamarca y Suiza | 6,550                 | Operación del sistema operando en sobrecarga y salida de una planta nuclear.                 | Alto flujo de potencia y colapso en los voltajes.                           | 4                           |
| 2012 | India             | 36,000                | Mal funcionamiento en una protección de distancia.                                           | Disparo de una línea de transmisión.                                        | 650                         |
| 2016 | Australia         | 456                   | Una tormenta causo varias fallas en centros de carga, fuentes de generación e interconexión. | Exceso de flujos de potencia, entre Victoria y el sur de Australia.         | 1.7                         |
| 2021 | México            | 6,524                 | Afectación en el suministro de gas natural.                                                  | Desconexión de centrales y pérdidas de elementos de transmisión.            | 4.7                         |
| 2021 | Estados unidos    | 14,000                | Tormenta de nieve severa.                                                                    | Daños en la infraestructura que provocaron cortes de energía generalizados. | -                           |

<sup>1</sup>MU: Millones de usuarios.

Un apagón es originado a partir de una falla (o varias contingencias en cascada) provocada por diferentes causas. Estas fallas pueden ser clasificadas debido a sus orígenes, como se explica a continuación [2], [3]:

- **Desastres naturales:** Incluyen tormentas, huracanes, terremotos, rayos, fluctuaciones en la temperatura son factores fuera del control humano. Sin embargo, se procura que sus efectos en el sistema sean minimizados, ya que estos desastres naturales en ocasiones pueden dañar o inhabilitar la infraestructura de la red [3].
- **Fallas en equipos de transmisión:** Las protecciones pueden llegar a desconectar las líneas de transmisión debido a una congestión o sobrecarga, corto circuitos, contactos entre la línea y alguna estructura, entre otras situaciones. Al dejar fuera de servicio un elemento de transmisión los flujos de potencia se redistribuyen, generando estrés en el resto del sistema (congestionando otros equipos aledaños) y, en ocasiones, provocando la salida de más elementos de transmisión [2].

- **Fallas en generación:** Las fallas donde se pierde generación pueden ser causadas por sobrecargas en los generadores, fallas en subestaciones o problemas de estabilidad de voltaje y frecuencia. Al perder unidades de generación se tiene como consecuencia la disminución de los voltajes en el sistema y la desconexión de otros equipos[2], [3].
- **Ataques cibernéticos:** Los ciberataques pueden ser variados ya que se ponen en riesgo los datos y la seguridad del sistema a través de *malware*, negación de servicios, etc., lo cual afecta a la operación y control de las redes eléctricas de potencia [2].
- **Error humano:** En este rubro se consideran los errores de operación (operador de la red), así como de diseño principalmente. Un claro ejemplo sería la operación de un interruptor debido a la descoordinación de un relevador. El error humano también incluye la configuración deficiente de las protecciones del sistema eléctrico [3].

Recientemente, el 28 de abril del 2025 ocurrió un evento drástico en España, donde se perdió cerca de 15 [GW] en pocos segundos, potencia que representaba el 60 % del consumo de energía en ese momento. Durante la pérdida, el sistema eléctrico español no logró recuperarse a un estado de seguridad normal, provocando un apagón de 10 horas aproximadamente en todo el país, afectando a países vecinos como Portugal y Francia [8]. Aunque no se sabe la causa exacta de dicho apagón, se ha descartado que haya sido a partir de un ciberataque, así como de una causa natural. Sin embargo, se sabe la cronología de lo sucedido minutos antes del evento. Inicialmente, en la provincia de Granada, en el sur de España, se perdió una subestación de generación; 19 segundos después ocurrió un evento similar, pero en Badajoz; poco más de un segundo después, en Sevilla, también ocurre una pérdida de generación [9]. Se estima que durante los 20 segundos en que ocurrieron estos tres eventos iniciales se perdió 2.2 [GW], lo cual provoco una desconexión en cascada de otros elementos por sobretensión. Junto a la pérdida de generación ocurrió una pérdida de sincronismo entre el área peninsular y continental, provocando la activación de protecciones para aislar el sistema eléctrico. Todo esto provocó una caída en la frecuencia a 49.5 [Hz] sin éxito de recuperar el sistema [9].

Los autores de [10] compilaron los apagones que ocurrieron entre 1965 y 2015 que sucedieron en el mundo, tomando los 47 eventos más importantes que impactaron a los SEP.

La Fig. 1.1 muestra una gráfica de las principales causas por las cuales se provocó un apagón, donde se observa que la mayoría de los casos ha sido principalmente por desastres naturales.

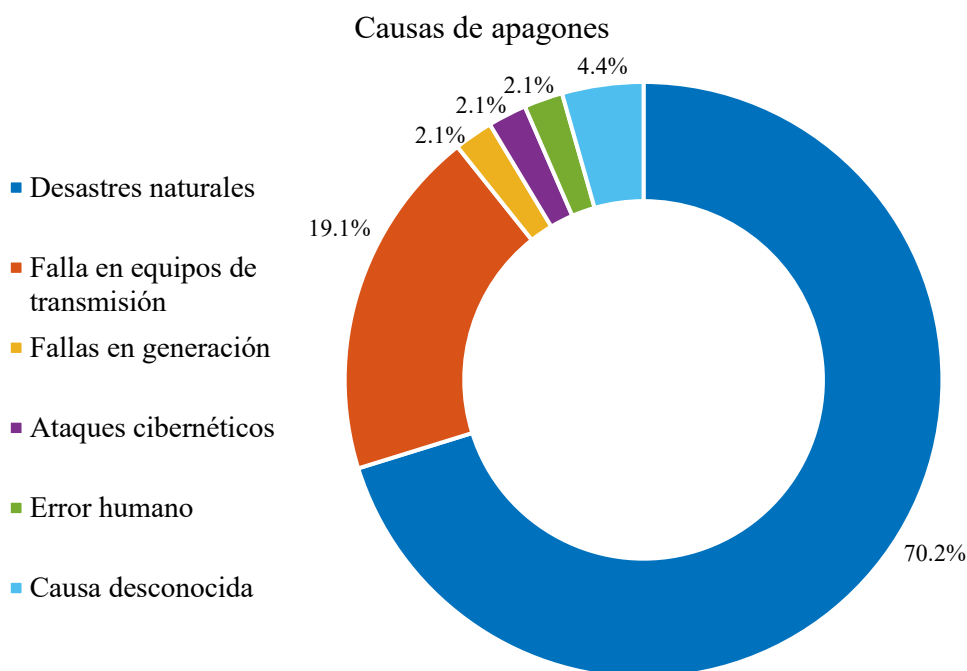


Fig. 1.1 Causas que provocaron apagones entre 1965 y 2015.

En las últimas dos décadas, la evolución de los SEP ha conducido a la incorporación de plantas renovables, principalmente solar y eólica [11]. Esto debido a diferentes circunstancias como la escasez de combustibles fósiles, preocupaciones ambientales por las emisiones de dióxido de carbono y el cambio climático asociado [12], [13]. En esta nueva fase de transformación de las redes eléctricas hacia el uso de fuentes menos contaminantes, surge la necesidad de entender la interacción entre estas nuevas tecnologías con la red para entender su contribución en el SEP. Además, es necesario conocer su funcionamiento ante contingencias y perturbaciones, identificando las dificultades que se puedan presentar [11].

La integración de plantas renovables eólica y solar fotovoltaica permiten reducir los niveles de contaminación, aumentar la robustez y brindar adaptabilidad a las redes eléctricas [11], [13]. Además, la rápida disminución de su costo de inversión ha permitido una amplia integración en las redes eléctricas [14]. La principal dificultad de estas fuentes de energía es

su intermitencia, así como lo impredecibles que pueden llegar a ser, ya que la velocidad del viento y la radiación solar sufren cambios constantes durante el día [11], [13]. Esto presenta un problema para la confiabilidad de los SEP, ya que, al existir una incertidumbre en la generación renovable, surgen problemas como desajustes de oferta y demanda, así como una reducción en reserva rodante de energía. Además, la electrónica de potencia, empleada para acondicionar la energía producida e inyectarla a la red, provoca armónicos [12]. Estos retos asociados con la integración plantas renovables tienen efectos directos sobre la operación de los SEP. Un ejemplo de ello es la baja regulación de frecuencia, lo cual puede generar problemas de estabilidad, lo cual se traduce en una mayor dificultad para operar la red. Además, una alta integración de energías renovables provoca una disminución en la inercia del sistema, volviendo a los SEP más sensibles ante perturbaciones tanto en la demanda como en la generación que antes se consideraban como menores [12], [14].

En este contexto, se ha abierto un campo de investigación amplio para analizar los efectos provocados por las plantas renovables en los SEP, incluyendo su producción estocástica y su impacto los componentes asociados. Por ejemplo, en [15] y [16] se proponen estrategias se modelan las incertidumbres de varios componentes de las redes a través de representaciones estadísticas, incluyendo la incertidumbre generada por las plantas renovables considerando sus dinámicas. Con dichos modelos se pretende pronosticar la carga eléctrica y la salida de potencia que pueden producir las energías renovables. Adicionalmente, se han realizado propuestas como en [17] donde se plantea el control de frecuencia considerando la alta penetración de energías renovables, en los cuales se expone una coordinación entre la capacidad de unidades de generación y carga, ajustando los parámetros de control para tener de esa forma una regulación de frecuencia efectiva. Por otro lado, el trabajo descrito en [18] utiliza el concepto de microrredes para diseñar un controlador PI con el fin de regular la frecuencia equilibrando la demanda y generación, lo cual permite optimizar y economizar la operación de los SEP, considerando los efectos de las plantas renovables, así como vehículos eléctricos. Implementando las estrategias operativas adecuadas, es posible aumentar la robustez de la red aun cuando se recurre al uso extensivo de energías renovables. Un ejemplo de ello se da en [11] donde se realiza un fortalecimiento del sistema a partir del análisis de contingencias basado en flujos de potencia. En este trabajo

se identifican los puntos débiles de la red para incorporar plantas renovables (eólica o solar fotovoltaica). Otra estrategia para robustecer la operación del SEP tiene que ver con operar la generación eólica y la fotovoltaica en puntos de extracción de energía subóptimos eléctrica [12]. Esto se hace con el fin de proporcionar una reserva de potencia que pueda usarse ante contingencias que ocasionen desbalances de potencia y, con ello, poder participar en la regulación de frecuencia de la red eléctrica. Esto ejemplifica que existen formas benéficas de manejar las energías renovables, buscando reducir los efectos negativos que producen durante su operación o, bien, para estudiar su contribución ante contingencias.

Los análisis de contingencias datan de finales de la década de los 70s y principios de los 80s [19], [20]. Sin embargo, en trabajos de los 60s como [21], [22], abordan el problema de la confiabilidad de la red eléctrica, proponiendo diferentes modelos para cada uno de los elementos del SEP y métodos probabilísticos, como el de Markov y aritmética de ocurrencias simultáneas, para evaluar el estado del SEP. Además, el desarrollo de diversos métodos ha seguido adelante para diferentes escenarios. Por ejemplo, en [23] a partir de un modelo lineal generalizado de Poisson, incluyendo diversas variables predictoras, se busca modelar estadísticamente el comportamiento del crecimiento de los árboles, para realizar un mantenimiento antes de que presenten contingencias para la red eléctrica. Con el desarrollo de plataformas como Matlab, ha sido posible realizar métodos como en [24], donde se resuelve el problema de análisis de contingencias a partir del método de evolución diferencial, concluyéndose que es factible paralelizar el problema, logrando obtener resultados rápidos y con menor capacidad computacional. En [25] se realiza un análisis de contingencias N-1-1, es decir, se simula la salida de un elemento y las acciones correctivas necesarias para mantener la operación de la red, pero ahora se considera la posibilidad de otra interrupción después de la acción correctiva. En [26] se prueba un modelo estadístico masivo de cortes de línea que permite describir los cortes iniciales que luego se propagan por etapas, para estimar la cantidad promedio de propagación, y así predecir la distribución de probabilidad del número total de cortes de línea. Con esto se permite cuantificar la propagación de fallas para lograr predecir el riesgo de una falla en cascada.

Sin embargo, debido a su importancia para los operadores de la red en tiempo real, el análisis de contingencias ha permanecido en los centros de control desde su origen. Por lo



anterior, es menester buscar formas más efectivas de evaluar el desempeño de los SEP que incorporan plantas renovables ante contingencias. En este sentido, esta tesis contribuye al desarrollo de una herramienta de análisis de contingencias en SEP incorporando plantas renovables con reparto de potencia. Se basa en factores de sensibilidad lineal que permiten calcular de manera eficiente y efectiva los flujos de potencia real post contingencia a partir de cambios en las inyecciones de potencia nodales. Este método incluye la respuesta de regulación primaria de las centrales convencionales y renovables, lográndose con ello una clasificación de contingencias más cercana a lo que sucede en la operación real del SEP.

### 1.3. Justificación

El constante crecimiento de la demanda ha venido acompañado con la necesidad de desarrollar la infraestructura de transmisión, implicando retos importantes para mantener el abastecimiento de energía, la confiabilidad y seguridad del SEP. Hoy en día, al observar objetivos medioambientales como las emisiones de CO<sub>2</sub>, así como la escasez de combustibles fósiles, surge la necesidad de emplear nuevas tecnologías para producir energía eléctrica más amigablemente con el ambiente. La producción a partir del viento o la irradiancia solar está facilitando la transición hacia la independencia de combustibles fósiles, aunque dichas tecnologías presentan diversos retos para integrarse adecuadamente a los SEP.

No obstante, es importante reconocer lo susceptible que puede llegar a ser un SEP, con las contingencias escalando hasta provocar apagones parciales o totales. Aún más crítico es el hecho de que con la integración de energías renovables esta susceptibilidad puede aumentar. Lo anterior debido a la intermitencia en la producción de energía, la falta de un control de frecuencia y la disminución de inercia de la red, comprometiéndose con ello la estabilidad del sistema. De aquí se desprende que es necesario mantener en constante supervisión la operación del SEP. Una forma es implementando herramientas que permitan evaluar posibles eventos que comprometan su operación, esto con la idea de que los operadores logren actuar con anticipación para evitar que las fallas escalen.

Con este panorama en mente, la finalidad de esta tesis es implementar un método de análisis de contingencias que permita evaluar el comportamiento de los SEP donde las plantas de generación cuenten con reparto de potencia ante contingencias. Para ello, se asumirá que

las centrales eléctricas convencionales cuentan con reserva rodante de potencia, mientras que las plantas renovables operan en un punto subóptimo, con la posibilidad de brindar respuesta de regulación primaria. Fundamentalmente, esta herramienta permitirá evaluar las contingencias del SEP, aplicando el criterio de confiabilidad N-1, considerando los desbalances de potencia y frecuencia provocados por cambios en la demanda o generación. Esto permitiría clasificar de manera adecuada los eventos (*ranking* de contingencias) que afectarían mayormente a la red eléctrica.

### 1.4. Objetivo

El objetivo de esta tesis es desarrollar un algoritmo que permita llevar a cabo análisis de contingencias en redes eléctricas incluyendo plantas renovables con reparto de potencia, facilitando el estudio de condiciones críticas del sistema donde la seguridad y operación se compromete ante pérdidas de carga, generación y líneas de transmisión. Un punto importante de este trabajo es incluir la sensibilidad de frecuencia del SEP ante cambios de potencia. Complementariamente, es considerar la contribución al reparto de potencia por parte de las plantas convencionales y renovables para mitigar los desequilibrios energéticos en la red eléctrica antes contingencias severas que ocasionen desbalances de potencia.

### 1.5. Hipótesis

Las hipótesis fundamentales de esta tesis son las siguientes:

- Usando el parámetro de regulación primaria de frecuencia, se pueden determinar factores de sensibilidad de cambio de frecuencia respecto de cambios de potencia para estimar la participación de las centrales de generación renovables e intermitentes en el reparto de potencia del sistema eléctrico.
- Usando estos factores de sensibilidad, y el punto de equilibrio de estado estacionario obtenido mediante flujos de carga, se pueden obtener los flujos post contingencia en la red de transmisión ante salidas de generadores, demandas nodales y elementos de transmisión, facilitando la clasificación de las contingencias al emplear índices de desempeño de sobrecarga.

## 1.6. Organización

Los siguientes capítulos están organizados como se describe a continuación:

**Capítulo 2:** se describe el modelo de diferentes sistemas de generación eléctrica, comenzando con generadores convencionales, junto con el gobernador de velocidad el cual permite regular la frecuencia respecto a los cambios de potencia. También, se aborda la generación renovable, solar fotovoltaica y eólica, presentando sus modelos de inyección de potencia para estudios de contingencias en la red. El capítulo termina con la explicación de los modelos de líneas de transmisión y carga.

**Capítulo 3:** su objetivo principal es el análisis de contingencias. Se presentan tres métodos para realizar este análisis: (i) flujos de potencia, el cual también permite determinar la operación en estado estacionario de la red, (ii) factores de sensibilidad lineal, el cual surge de la linealización del método de flujos, y (iii) factores de sensibilidad lineal con reparto de potencia, el cual permite evaluar los cambios de frecuencia respecto a los cambios de potencia ante contingencias. Se describen las ecuaciones de cada método y sus algoritmos, indicando también la selección de las contingencias por severidad.

**Capítulo 4:** se estudia numéricamente cada método realizando análisis de contingencias en diferentes redes eléctricas de prueba, haciendo una comparación entre ellos. Para ello, se realizan dos casos de estudio comenzando con el sistema de 9 nodos WSCC en el cual se realizan dos escenarios. El primero consiste en que todas las plantas de generación son convencionales. El segundo escenario considera que una de las fuentes de generación se reemplaza por una planta renovable, enfatizando en la clasificación de la severidad de las contingencias cuando la red opera sin y con reparto de potencia (regulación de frecuencia). En el segundo caso de estudio se emplea el estándar IEEE de 39 nodos para mostrar la practicidad de la herramienta desarrollada, evaluando el impacto de las plantas renovables en la clasificación de contingencias de la red eléctrica.

**Capítulo 5:** se presentan las conclusiones del trabajo realizado, así como la discusión final de los resultados, terminando con una propuesta de trabajos futuros que complementan el trabajo realizado en esta tesis.



# Capítulo 2

## Modelado de equipos de potencia

### 2.1. Introducción

Un SEP se compone de equipos de generación, transmisión y distribución, los cuales interactúan buscando una operación continua, eficiente y segura de la red. La finalidad primordial es garantizar el suministro eléctrico que satisfaga la demanda en los puntos de consumo. En este capítulo se abordan los modelos de los diferentes equipos de potencia utilizados en las redes eléctricas de topología arbitraria como lo son plantas de generación, líneas de transmisión y cargas. Este capítulo se pone mayor énfasis en la representación de las plantas de generación con el objetivo de conocer su comportamiento ante contingencias que deriven en desbalances de carga/generación y, por ende, en desviaciones en la frecuencia eléctrica del SEP.

Se aborda inicialmente el caso de las plantas convencionales basadas en generadores síncronos incluyendo el gobernador de velocidad el cual, para participar en el reparto de potencia, observa los cambios de frecuencia debido a desbalances de potencia en la red eléctrica. También se incluyen plantas renovables, como fotovoltaicas y eólicas, mediante modelos de inyección de potencia. La irradiancia para el caso de las plantas fotovoltaicas y la velocidad de viento para el caso de las plantas eólica se contemplan como entradas en estos generadores renovables; ambos modelos de plantas renovables se formulan con base en sus curvas de máxima extracción de potencia. El propósito es representar las fuentes renovables asumiendo que realizan reparto de potencia, tal como lo realizan las plantas convencionales. Las plantas renovables, fotovoltaicas y eólicas, ajustan su generación ante contingencias en la red, produciendo mayor o menor potencia según sea el caso. Intrínsecamente, cualquier planta convencional o renovable con reparto de potencia ayuda a mitigar el efecto de las contingencias que causan desbalances energéticos en la red eléctrica, cambiando con ello la clasificación final de contingencias que será abordada más adelante en el Capítulo 3.

## 2.2. Plantas de generación convencionales

### 2.2.1. Modelo del generador

Un generador puede ser representado como una gran masa rotatoria, en la cual interactúan dos pares opuestos. La Fig. 2.1 ejemplifica la interacción de ambos pares, el de la turbina y el del generador [19].

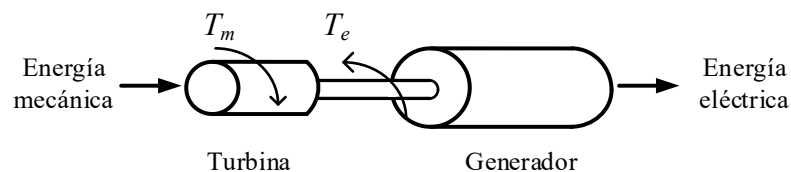


Fig. 2.1. Par mecánico y par eléctrico en un generador sincrónico.

donde:

$T_m$  representa el par mecánico.

$T_e$  corresponde al par eléctrico.

Ambos pares tienen efectos entre sí, por ejemplo, si la carga eléctrica aumenta esto provocará que el par mecánico aumente. Si los pares  $T_m$  y  $T_e$  son iguales, la velocidad angular permanecerá constante, y este balance es algo que se busca mantener en todo momento en los generadores de un sistema eléctrico. Un efecto físico asociado a este equilibrio de pares es el conocido como inercia del generador que, a su vez, está asociado con la masa rotatoria equivalente de la turbina y generador sincrónico. Continuamente, se busca un balance entre los pares mecánico y eléctrico de los generadores síncronos, esto para operar de forma segura la red eléctrica ante variaciones de potencia. Ajustes del par mecánico ocurren todo el tiempo para mantener el balance en los SEP puesto que siempre está cambiando la demanda de energía. Es recomendado expresar estos cambios en términos de potencia en lugar de par. La ecuación (2.1) expresa la relación entre par y potencia en un generador [19].

$$P = \omega T \quad (2.1)$$

donde:

$P$  representa a la potencia generada por el par.

$\omega$  es la velocidad angular del rotor.

$T$  representa el par.

Durante una perturbación, el rotor del generador acelera o desacelera respecto a la velocidad síncrona. La ecuación (2.2) modela el comportamiento del generador durante una perturbación, cuya obtención en detalle se puede consultar en [27]. Si después de un periodo oscilatorio el generador regresa a la velocidad síncrona este se mantendrá estable. Sin embargo, es posible que, durante un cambio considerable en la potencia eléctrica debido a cambios drásticos en la red, el generador encuentre un nuevo punto de operación.

$$P_m - P_e = M \frac{d^2 \delta}{dt^2} \quad (2.2)$$

donde:

$P_m$  representa la potencia mecánica.

$P_e$  representa la potencia eléctrica

$M$  es el momento angular del rotor.

$\delta$  es el desplazamiento angular del rotor.

Expresando (2.2) en términos de la inercia y la velocidad angular del rotor se obtiene (2.3), la cual es ampliamente conocida como la ecuación de oscilación del generador [27].

$$\begin{aligned} \frac{d\omega}{dt} &= \frac{\omega_0}{2H} (P_m - P_e - D\Delta\omega) \\ \frac{d\delta}{dt} &= \omega - \omega_0 \end{aligned} \quad (2.3)$$

donde:

$H$  es la constante de inercia.

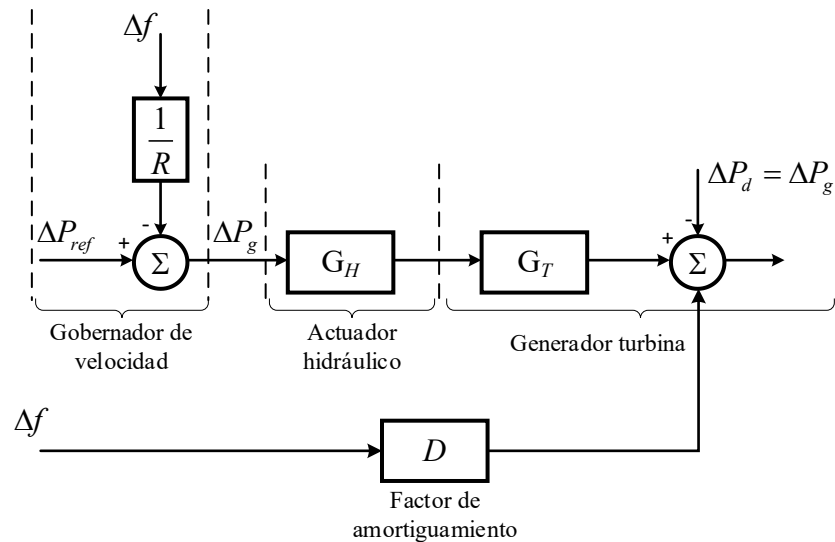
$D$  es una constante que representa el amortiguamiento.

$\omega$ ,  $\omega_0$  son las velocidades angulares del generador y de referencia.

### 2.2.2. Modelo del gobernador de velocidad

El gobernador de velocidad es el encargado de mantener constante la salida de potencia activa y ayudar a controlar la frecuencia eléctrica de la red a través de las turbinas de la planta de generación, lo cual permite realizar el reparto de potencia ante contingencias. Esto se logra a través del control de los pares de accionamiento de las turbinas. Con ello, se logra el control de flujo de vapor o de agua a alta presión. Los cambios del gobernador de velocidad pueden ser expresados en términos de potencia, ya sea en [MW] o en [pu] [20].

La Fig. 2.2 muestra un esquema que ejemplifica la interacción entre el gobernador de velocidad, la respuesta de un actuador de válvula hidráulico  $G_H$  y la respuesta del grupo generador-turbina  $G_T$ . Aquí se puede observar que, un aumento o disminución de la potencia demandada al generador producirá un cambio en la frecuencia  $\Delta f$ , lo cual también ocasionará un cambio en la potencia de referencia  $P_{ref}$  del gobernador de velocidad [20].



**Fig. 2.2.** Diagrama de bloques del grupo generador-turbina con gobernador de velocidad.

donde:

$\Delta P_{ref}$  es el cambio en la potencia de referencia del generador.

$\Delta P_g$  es el cambio en la potencia de salida del generador.

$\Delta P_d$  es el cambio en la potencia eléctrica demandada al generador.

$R$  es la constante de regulación del gobernador de velocidad.

$\Delta f$  representa los cambios en la frecuencia.

### 2.2.3. Planta de generación convencional con reparto de potencia

Aplicando el teorema del valor final para obtener la respuesta en estado estacionario a la ecuación de oscilación (2.3) y al esquema Fig. 2.2, se deduce que la potencia a la salida del gobernador será igual a la potencia mecánica de la turbina, obteniéndose así (2.4). Estas dos ecuaciones describen el comportamiento del generador síncrono con gobernador de velocidad en condiciones de estado estacionario post contingencia [28].

$$P_m - P_e - D \Delta \omega = 0$$

$$P_m = P_{ref} - \left( \frac{1}{R} \right) \Delta f \quad (2.4)$$

donde:

$P_{ref}$  es a la potencia de referencia del generador.

$\Delta \omega = \Delta f$  representa los cambios en la frecuencia angular del generador.

Combinando las ecuaciones mostradas en (2.4), la potencia eléctrica del generador síncrono queda descrita por la expresión (2.5). Esta considera la respuesta del gobernador de velocidad que permite el reparto de potencia en la red ante contingencias [28].

$$P_e = P_{ref} - \left( D + \frac{1}{R} \right) \Delta f \quad (2.5)$$

### 2.3.Planta fotovoltaica

La Fig. 2.3 representa el modelo de un sistema fotovoltaico de un diodo formado por varias celdas en serie y paralelo [29], [30]. Un sistema fotovoltaico genera energía eléctrica, con voltaje y corriente directa (CD), a partir de la irradiancia solar que reciben las celdas solares. Estas celdas están fabricadas con semiconductores cristalinos, tales como el silicio, que pueden producir un fuerte efecto fotovoltaico, permitiendo que se genere una potencia eléctrica a la salida.

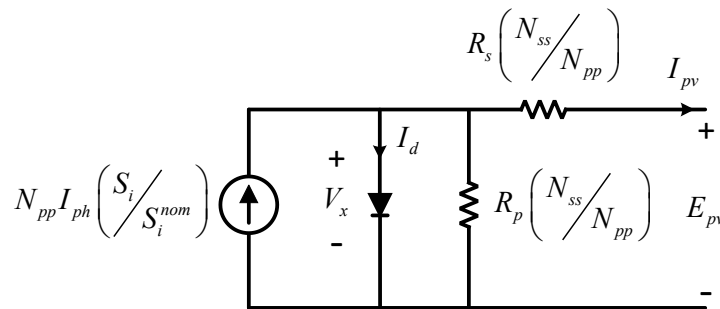


Fig. 2.3. Circuito equivalente con un diodo de un sistema fotovoltaico.

De acuerdo con el modelo de circuito del sistema fotovoltaico, la corriente  $I_{pv}$  fotovoltaica producida queda expresada como se observa en (2.6) - (2.7).

$$I_{pv} = N_{pp} I_{ph} \left( \frac{S_i}{S_i^{nom}} \right) - N_{pp} I_d \left( e^{\frac{V_x}{V_y}} - 1 \right) - \frac{V_x}{R_p \left( \frac{N_{ss}}{N_{pp}} \right)} \quad (2.6)$$

$$V_x = E_{pv} + \left( \frac{N_{ss}}{N_{pp}} \right) R_s I_{pv} \quad (2.7)$$

$$V_y = K_d V_t N_s N_{ss} \quad (2.8)$$

donde:

$I_{ph}$  es la corriente generada por el efecto fotoeléctrico.

$N_{ss}$  y  $N_{pp}$  son el número de paneles en serie y paralelo, respectivamente.

$S_i$  representa la cantidad de irradiancia recibida.

$S_i^{nom}$  es la irradiancia nominal.

$I_d$  es la corriente del diodo.

$K_d$  corresponde al factor de idealidad del diodo.

$V_t$  representa el voltaje térmico nominal.

$N_s$  es el número de celdas en serie de cada módulo fotovoltaico.

$R_p$  es la resistencia en paralelo que corresponde a los módulos en paralelo.

$R_s$  es la resistencia en serie que corresponde a cadenas de módulos conectas en serie.

$I_{pv}$  y  $E_{pv}$  son la corriente y el voltaje entregados por el arreglo fotovoltaico.

Usando (2.6), la potencia de salida se obtiene mediante el producto  $P_{pv} = E_{pv} \times I_{pv}$ , la cual queda expresada explícitamente por (2.9). En estudios de redes eléctricas, es común despreciar el último término de (2.6) y, por ende, de (2.9), ya que representa una resistencia en paralelo cuya corriente en derivación es mínima comparada con la nominal a la salida del arreglo fotovoltaico [30].

$$P_{pv} = E_{pv} \left\{ N_{pp} I_{ph} \left( \frac{S_i}{S_i^{nom}} \right) - N_{pp} I_{Dnom} \left( e^{\frac{V_x}{V_y}} - 1 \right) \right\} \quad (2.9)$$

El recurso solar es abundante, pero con una baja densidad de energía. Por ello las celdas solares son diseñadas para generar un efecto fotovoltaico fuerte, lo cual se puede

cuantificar a partir de la eficiencia de conversión de irradiancia a potencia entregada. La eficiencia usualmente está entre el 15% y el 30%. Por ejemplo, si la celda recibe 1000 [W/m<sup>2</sup>], lo máximo a producir serán 300 [W], dependiendo de la tecnología empleada [29].

La Fig. 2.4 muestra el comportamiento de la generación de la potencia respecto al voltaje de un sistema fotovoltaico. Estas curvas se obtienen a partir de (2.9) para diferentes niveles de irradiancia  $S_i$ . En cada una de ellas se tiene un punto máximo de potencia, indicando una operación óptima. Estos puntos forman la curva de potencia óptima  $P_{pv}^{opt}$ .

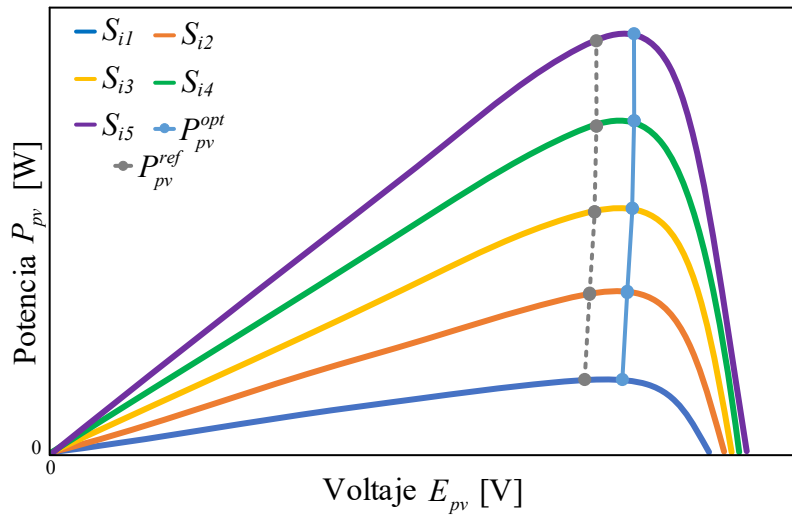


Fig. 2.4. Curvas  $P_{pv}$  vs  $E_{pv}$  de sistemas fotovoltaicos.

A partir de estos puntos óptimos de operación, se puede obtener un modelo de inyección de potencia respecto a la irradiancia, como se observa en la expresión (2.10) [31].

$$P_{pv}^{opt} = P_{pv}^{nom} k_s S_i \quad (2.10)$$

donde:

$k_s$  es la pendiente de la curva  $P_{pv}^{opt}$  vs  $S_i$ .

$P_{pv}^{nom}$  corresponde a la capacidad nominal de la planta.

$P_{pv}^{opt}$  es la potencia óptima generada por la planta fotovoltaica.

La Fig. 2.5 muestra gráficamente comportamiento de  $P_{pv}^{opt}$  vs  $S_i$  de (2.10), donde se observa que la generación de potencia óptima del sistema fotovoltaico respecto a la irradiancia exhibe un comportamiento cuasi lineal [31].

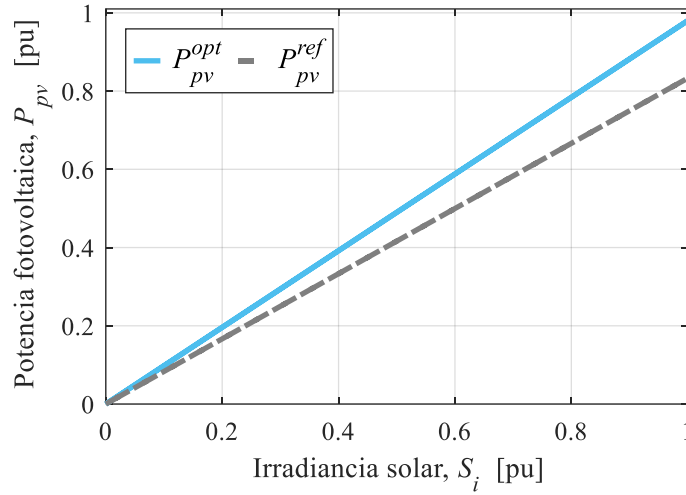


Fig. 2.5. Curva normalizada  $P_{pv}^{opt}$  vs  $S_i$  para una planta fotovoltaica.

Hoy en día, los códigos de red demandan que las plantas fotovoltaicas participen en la regulación de frecuencia del SEP, repartiéndose el desbalance de carga ocasionado por las contingencias, tal como lo realizan las plantas convencionales. Para lograrlo, es esencial que operen en un punto de operación inferior al óptimo para cada nivel de irradiancia. Operando en un nivel subóptimo de potencia, la planta fotovoltaica consigue tener reserva de potencia para aportar a la regulación de frecuencia durante una contingencia. En similitud con la expresión (2.5), los cambios en la generación de la potencia fotovoltaica, dados a partir de un aumento o disminución de la frecuencia del SEP, se pueden obtener mediante la ecuación (2.11). En esta expresión, no aparece el amortiguamiento  $D$  del grupo turbina-generator que sí aparece en las plantas convencionales basadas en generadores síncronos.

$$P_{pv} = P_{pv}^{ref} - \left( \frac{1}{R_{pv}} \right) \Delta f \quad (2.11)$$

donde:

$P_{pv}^{ref}$  es la potencia de referencia subóptima de la planta fotovoltaica.

$R_{pv}$  es la constante de regulación equivalente de la planta.

$P_{pv}$  es la potencia de salida de la planta fotovoltaica post contingencia.

## 2.4. Planta eólica

Las plantas eólicas aprovechan la energía cinética del viento para convertirla en energía mecánica y después eléctrica mediante turbinas de viento. Esto ocurre cuando las aspas del rotor son golpeadas por el viento, lo cual crea una fuerza de sustentación. La energía eólica varía respecto al cubo de la velocidad del viento, lo cual lo vuelve un recurso espaciotemporal, es decir, altamente variable al depender de la geografía y el tiempo. En turbinas de velocidad variable, la potencia eólica  $P_{wg}$  se describe por (2.12) - (2.14) [32].

$$P_{wg} = \left( \frac{1}{2} \rho C_p A \right) V_w^3 \quad (2.12)$$

$$C_p = c_1 \left( \frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \beta^{c_5} - c_6 \right) e^{-\frac{c_7}{\lambda_4}} \quad (2.13)$$

$$\lambda = \frac{V_p}{V_w} = \frac{R_r \omega_t}{V_w} \quad (2.14)$$

donde:

$\rho$  es la densidad del aire.

$A$  corresponde al área de barrido por las aspas.

$C_p$  es el coeficiente de potencia.

$V_w$  es la velocidad del viento a la altura del eje.

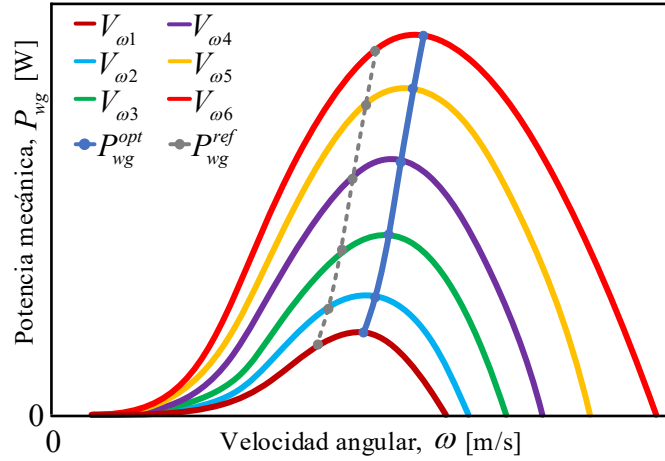
$c_1$  a  $c_7$  son parámetros de diseño de la turbina.

$V_p$  es la velocidad en la punta de las aspas

$R_r$  es el radio del rotor.

$\omega_t$  es la velocidad angular de la turbina.

La velocidad y dirección del viento afectan considerablemente la extracción de potencia, ya que ésta depende del flujo de viento que pase a través de las aspas. Como se observa de (2.12) - (2.14),  $P_{wg}$  es una función analítica que puede ser usada para estimar la potencia extraída como función de los parámetros de diseño. Usualmente, ésta se emplea con el objetivo de operar la turbina a su velocidad nominal, o cercana a esta, para obtener la potencia óptima [32], [33]. La Fig. 2.6 representa gráficamente  $P_{wg}$ , donde se observa la extracción de potencia mecánica respecto a la velocidad angular. En ella también se muestra que se tienen diferentes puntos óptimos de operación a diferentes velocidades angulares.



**Fig. 2.6.** Curvas  $P_{wg}$  vs  $\omega_t$  de turbinas eólicas de velocidad variable.

De los puntos óptimos de operación, donde  $P_{wg}$  es máxima, es posible obtener un modelo de inyección de potencia respecto a la velocidad del viento. El modelo que se utilizará en esta tesis se muestra en (2.15), el cual se obtiene de la curva  $P_{wg}^{opt}$  que une los puntos de máxima potencia de la turbina eólica para cada velocidad de viento [31], ver Fig. 2.6. En esta figura,  $P_{wg}^{ref}$  es la potencia de referencia que el aerogenerador usa para participar en el reparto de potencia en la red eléctrica ante contingencias.

$$P_{wg}^{opt} = \begin{cases} 0 & V_w^{cin} > V_w > V_w^{cou} \\ P_{wg}^{nom} K_{wg} V_w^3 & V_w^{cin} \leq V_w < V_w^{nom} \\ P_{wg}^{nom} & V_w^{nom} \leq V_w \leq V_w^{cou} \end{cases} \quad (2.15)$$

donde:

$P_{wg}^{nom}$  corresponde a la potencia nominal producción de la turbina o planta eólica.

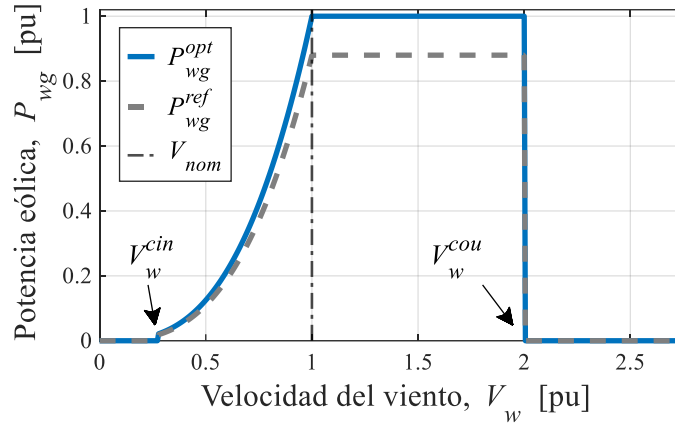
$K_{wg}$  es un factor asociado a los parámetros de diseño de la turbina.

$V_w^{cin}$  y  $V_w^{cou}$  son los límites de velocidad de corte de entrada y velocidad de corte de salida del aerogenerador.

$V_w^{nom}$  es la velocidad nominal del aerogenerador.

La Fig. 2.7 describe gráficamente el modelo (2.15), en el cual se aplican los límites de velocidad mínimo y máximo. También muestra que, si la velocidad del viento supera la

nominal del generador, el controlador individual de cada turbina eólica fija la potencia nominal, hasta que se supere el límite de velocidad de corte de salida del aerogenerador que es donde la turbina se desconecta.



**Fig. 2.7.** Curva de potencia del aerogenerador normalizada.

En similitud a las plantas convencionales, las plantas eólicas también están obligadas aportar a la regulación de frecuencia durante desbalances en la red. Como se mencionó anteriormente, operan en puntos subóptimos que corresponden a  $P_{wg}^{ref}$ , es decir, manteniendo una reserva de potencia. La potencia generada por una planta eólica ante cambios en la frecuencia eléctrica sería similar a (2.5), que para este caso se obtiene como en (2.16). De manera similar a la planta fotovoltaica, se asume que la planta eólica no contribuye con amortiguamiento en la red.

$$P_{wg} = P_{wg}^{ref} - \left( \frac{1}{R_{wg}} \right) \Delta f \quad (2.16)$$

donde:

$P_{wg}^{ref}$  es la potencia de referencia subóptima de la planta eólica.

$R_{wg}$  es la constante de regulación equivalente de la planta.

$P_{wg}$  es la potencia de salida de la planta eólica post contingencia.

## 2.5. Modelo de la línea de transmisión

Usualmente, el modelo de una línea de transmisión depende de su longitud, con el cual es posible determinar los voltajes nodales, corrientes y flujos de potencia de un SEP. Existen modelos para líneas cortas menores a 80 [km], para líneas medianas que son mayores de 80 [km] y menores a 240 [km], y líneas largas para longitudes mayores a 240 [km]. Por practicidad, y también obtener una mejor precisión en los resultados, en este trabajo se considera el modelo  $\pi$  nominal, que incluye efectos capacitivos de las líneas de transmisión, como se observa en la Fig. 2.8 [27], [34].

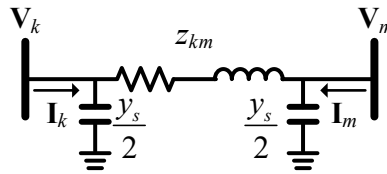


Fig. 2.8. Modelo  $\pi$  de una línea de transmisión.

La relación entre los voltajes nodales y las corrientes inyectadas en los buses,  $k$  y  $m$ , pueden expresarse en términos de los voltajes complejos y de la impedancia serie (o admitancia serie) y admitancias en derivación de la línea de transmisión. Las ecuaciones (2.17) y (2.18) muestran el cálculo de las corrientes en cada nodo [35].

$$I_k = \frac{y_s}{2}(V_k) + \frac{1}{z_{km}}(V_k - V_m) = \frac{y_s}{2}(V_k) + y_{km}(V_k - V_m) \quad (2.17)$$

$$I_m = \frac{y_s}{2}(V_m) + \frac{1}{z_{mk}}(V_m - V_k) = \frac{y_s}{2}(V_m) + y_{mk}(V_m - V_k) \quad (2.18)$$

donde:

$V_k$  y  $V_m$  corresponden a los voltajes nodales.

$I_k$  y  $I_m$  son las inyecciones de corriente en los nodos.

$z_{km}$  es la impedancia de la línea.

$y_{km}$  representa la admitancia de la línea que conecta al nodo  $k$  y  $m$ .

$y_s$  representa la admitancia en derivación.

Las admitancias pueden expresarse de forma explícita como en (2.19).

$$y_{km} = g_{km} + jb_{km} \quad (2.19)$$

donde:

$g_{km}$  corresponde a la conductancia.

$b_{km}$  representa la susceptancia.

Expresando (2.17) y (2.18) de forma matricial se llega a (2.21) - (2.21). La matriz que contiene los parámetros de la línea de transmisión se conoce como matriz de admitancias nodales o  $\mathbf{Y}_{bus}$ . De esta forma, se obtiene un sistema de ecuaciones algebraicas en términos de las corrientes y voltajes nodales, como se muestra en (2.21) [27].

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_k \\ \mathbf{I}_m \end{bmatrix} = \frac{y_s}{2} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_k & 0 \\ 0 & \mathbf{V}_m \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} y_{km} & -y_{km} \\ -y_{mk} & y_{mk} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_k \\ \mathbf{V}_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{km} + \frac{y_s}{2} & -y_{km} \\ -y_{mk} & y_{mk} + \frac{y_s}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_k \\ \mathbf{V}_m \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_k \\ \mathbf{I}_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{kk} & Y_{km} \\ Y_{mk} & Y_{mm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_k \\ \mathbf{V}_m \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

donde:

$Y_{kk}$  representa la suma de las admitancias de todas las líneas conectadas al nodo  $k$ .

$Y_{mm}$  representa la suma de las admitancias de todas las líneas conectadas al nodo  $m$ .

$Y_{km}$  y  $Y_{mk}$  corresponde a la admitancia que conecta al nodo  $k$  y  $m$ .

En un SEP es más común expresar flujos de potencia, en lugar de flujos de corriente en las líneas (2.21). Por ende, se recurre al uso del concepto de potencia compleja  $\mathbf{S}_k$ , como se observa en (2.22) y (2.23) para el nodo  $k$ , de donde se desprenden las ecuaciones de flujo de potencia. Estas funciones son no lineales y son resueltas con procesos iterativos [27], [34].

$$\mathbf{S}_k = \mathbf{V}_k \mathbf{I}_k^* \quad (2.22)$$

$$\mathbf{S}_k = \mathbf{V}_k (Y_{kk} \mathbf{V}_k + Y_{km} \mathbf{V}_m)^* \quad (2.23)$$

Desarrollando (2.23), y separando en parte real e imaginaria, se obtienen la potencia activa y reactiva en el nodo  $k$ . El resultado se observa en (2.24) y (2.25) de donde se concluye que tanto la potencia activa como la potencia reactiva quedan expresadas en términos de las magnitudes de voltaje ( $V_k$ ,  $V_m$ ) y los ángulos de fase ( $\theta_k$ ,  $\theta_m$ ) de la red eléctrica [35].

$$P_k = V_k^2 G_{kk} + V_k V_m [G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)] \quad (2.24)$$

$$Q_k = -V_k^2 B_{kk} + V_k V_m [G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)] \quad (2.25)$$

donde:

$P_k$  representa la potencia activa en el nodo  $k$ .

$Q_k$  corresponde a la potencia reactiva en el nodo  $k$ .

## 2.6. Modelo de la línea de transmisión

Las redes eléctricas contienen cargas de diferentes dispositivos cuyos fenómenos eléctricos pueden llegar a ser muy variados. Algunas cargas pueden ser puramente resistivas, otras cargas como los motores tienen la característica de ser cargas inductivas sensibles a las variaciones de voltaje y frecuencia eléctrica de la red, afectando su potencia consumida y frecuencia mecánica. En efecto, los motores de inducción son los que abarcan una mayor cantidad de carga eléctrica en los SEP [19]. Por ello, para estudiar redes eléctricas es necesario considerar modelos adecuados de la carga que incluyan los efectos de los cambios de frecuencia en la carga neta. Una manera simplificada pero efectiva de considerar este fenómeno es mediante la relación dada por la ecuación (2.26) [19].

$$P_d = P_d^0 (1 + k_p \Delta f) \quad (2.26)$$

donde:

$P_d$  es la potencia demanda por la carga post contingencia.

$P_d^0$  corresponde a el valor de la demanda antes del cambio de la frecuencia.

$k_p$  es un factor de sensibilidad determinado para la carga.



# Capítulo 3

## Análisis de contingencias en redes eléctricas

### 3.1.Introducción

Las redes eléctricas son indispensables para el estilo de vida actual. Por ello, surge la necesidad de garantizar una operación segura y continua del suministro de energía eléctrica. Al mantener monitoreadas las redes eléctricas se puede conocer en todo momento datos importantes de la red, como las inyecciones de potencia por parte de las plantas generadoras, la demanda por parte de los usuarios y la topología de la red. Con dicha información, y conociendo los parámetros de los elementos de transmisión, es posible determinar su operación en estado estacionario. Resolviendo el modelo de la red usando procesos iterativos se pueden conocer los flujos de potencia del SEP en estado estacionario, siendo este el primer objetivo de este capítulo. Sin embargo, la operación del sistema puede verse comprometida en cualquier momento por algún evento extraordinario. Aun así, se pueden estudiar con anticipación y, de ser posible, evitarlos o minimizar sus efectos en la red eléctrica.

Conociendo la topología de la red eléctrica y partiendo del estado estacionario, es posible observar los cambios que un SEP puede experimentar, por ejemplo, ante la salida de una planta de generación o la salida de un elemento de transmisión (línea o transformador). En general, este tipo de desconexiones se divide en dos categorías: salidas programadas y salidas forzadas. A la salida o pérdida forzada de elementos se le conoce como contingencia. El análisis de contingencias es la tarea principal de este capítulo. Aquí se discuten y desarrollan tres métodos diferentes para evaluar las contingencias: usando flujos de potencia mediante Newton-Raphson, usando factores de sensibilidad lineales, y usando sensibilidades lineales con reparto de potencia. Aplicando el criterio confiabilidad N-1, ambas metodologías se compararán entre sí en la sección de estudios de caso. Estos análisis permitirán identificar las contingencias más críticas, cuyo entregable final será la clasificación de las contingencias usando un índice de severidad por sobrecarga en la red eléctrica.

### 3.2. Estados operativos de un sistema de eléctrico de potencia

La operación efectiva de un SEP se logra manteniendo controladas continuamente, las magnitudes de voltaje en los nodos, así como los flujos de potencia de los elementos de transmisión en valores establecidos, aun cuando un componente de la red falle (criterio de confiabilidad N-1). Se puede decir que la seguridad del SEP es la capacidad para mantener el estado de operación sin afectar usuarios contra cambios predecibles, es decir, cambios en la demanda o la generación, y cambios impredecibles denominados contingencias [19], [36].

La Fig. 3.1 muestra un diagrama de los estados de operación de una red. Los estados de operación clave son: el estado normal, estado de emergencia y estado de restauración. El primero de ellos implica que el SEP opera normalmente, contemplando toda la demanda y todas las restricciones operacionales de la red, tales como niveles de voltaje, frecuencia y flujos de carga dentro de límites físicos preestablecidos. En caso de que no se violen tales límites, pero el sistema esté cerca de no cumplir con los criterios de seguridad, se dice que el sistema se encuentra en un estado de alerta [36], [37]. El estado operativo de emergencia ocurre cuando los límites físicos de operación de los componentes de la red son violados debido a cambios inesperados en la demanda o debido a una contingencia. En esta condición, los operadores de la red realizan acciones correctivas que permitan regresar al SEP al estado normal. En caso de que el servicio se haya interrumpido el operador debe de gestionar la restauración del servicio; a esta acción se le conoce como estado de restauración [36], [37].

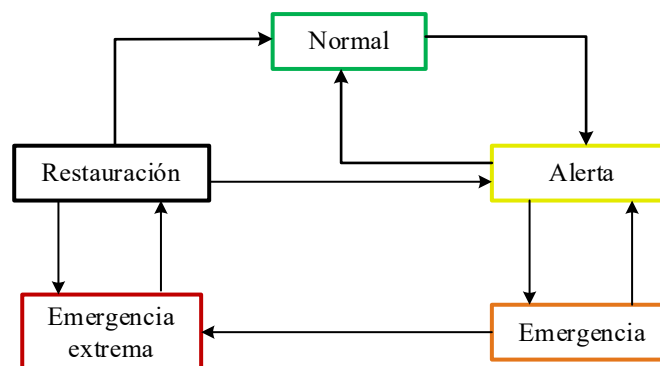


Fig. 3.1. Estados de operación de un SEP.

### 3.3. Supervisión en tiempo real

Los SEP son propensos a fallar porque se encuentran expuestos a las condiciones ambientales, haciendo imposible que sean completamente seguros. Sin embargo, existen parámetros que nos permiten medir la seguridad del sistema y que están asociados a la robustez del sistema. La seguridad es un problema de operación en tiempo real, es decir, las condiciones bajo las que opera el sistema siempre están cambiando, causando que sea más complicado asignarle un valor numérico a este aspecto [20]. La Fig. 3.2 muestra el flujo de información y análisis vitales que se emplean y llevan a cabo en tiempo real en los centros de control de energía. Las funciones principales que se realizan son el estimador de estados, análisis de contingencias (motivo de estudio en esta tesis), y las acciones correctivas. Los objetivos y las posibles acciones de control quedan condicionadas por el estado de operación de la red discutido previamente. Las unidades remotas entregan información sobre el estado del SEP, cifrando las mediciones de los transductores para transmitirla a los centros de control, enviando las instrucciones necesarias a los equipos relacionados, por ejemplo, cuchillas e interruptores [19], [36].

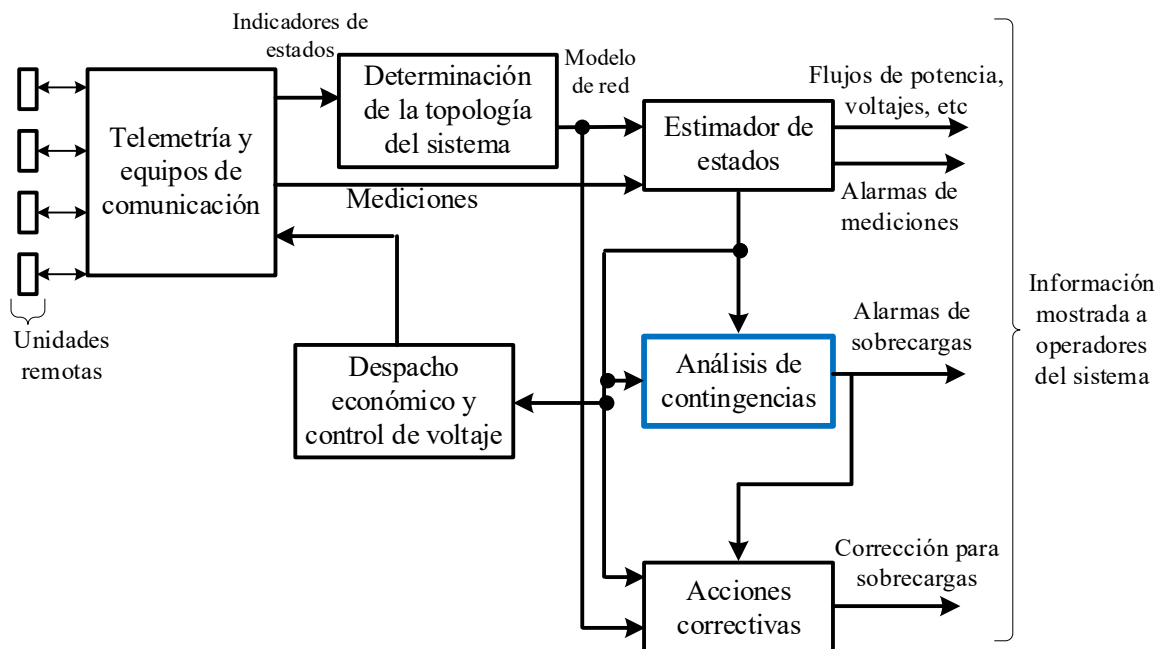


Fig. 3.2. Tareas principales en un centro de control de energía y flujo de información.

### 3.4. Método 1: análisis de contingencias mediante flujos de potencia

Un SEP puede llegar a estar formado por miles de nodos y líneas de transmisión. Para estudiarlo, el modelo de la red se obtiene especificando los parámetros de los componentes sobre una potencia base común en MVA. Con los elementos de red normalizados se construye la matriz de admitancias del SEP, cuyas admitancias propias y mutuas permiten identificar la conectividad de la red, ver (2.20). Determinar el estado estacionario de una red implica conocer todos los voltajes nodales, magnitudes y ángulos de fase. A partir de estos se calculan los flujos de potencia en todas las líneas de transmisión y transformadores [27], [34], [35]. Las ecuaciones (2.24) y (2.25) proporcionan los valores netos de potencia activa  $P_k$  y potencia reactiva  $Q_k$  inyectadas en el nodo  $k$  de la red. No obstante, es necesario especificar la generación, la carga y el intercambio de potencia a través de los elementos de transmisión conectados al nodo  $k$ . Las ecuaciones (3.1) y (3.2) se denominan como “ecuaciones de desajuste de potencia” [34], [35], que permiten especificar el balance nodal de potencia.

$$\Delta P_k = P_{gk} - P_{dk} - P_k^{cal} = 0 \quad (3.1)$$

$$\Delta Q_k = Q_{gk} - Q_{dk} - Q_k^{cal} = 0 \quad (3.2)$$

donde:

$\Delta P_k$  corresponde al desajuste de potencia activa en el nodo  $k$ .

$\Delta Q_k$  corresponde al desajuste de potencia reactiva en el nodo  $k$ .

$P_{gk}$  es la potencia activa generada en el nodo  $k$ .

$Q_{gk}$  es la potencia reactiva generada en el nodo  $k$ .

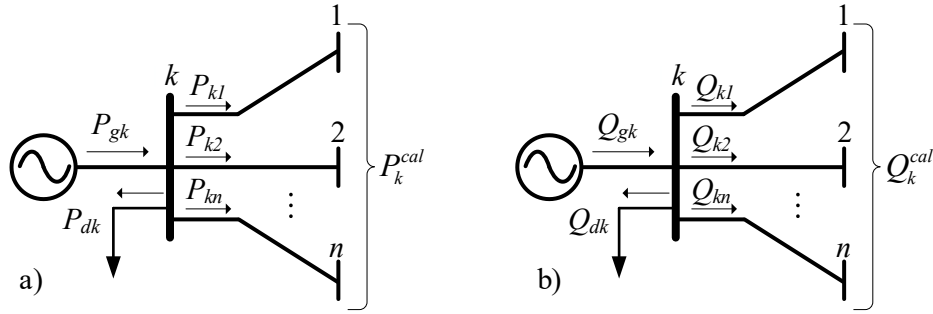
$P_{dk}$  representa la potencia activa demandada en el nodo  $k$ .

$Q_{dk}$  representa la potencia reactiva demandada en el nodo  $k$ .

$P_k^{cal}$  corresponde a la potencia activa calculada en el bus  $k$ .

$Q_k^{cal}$  corresponde a la potencia reactiva calculada en el bus  $k$ .

En la Fig. 3.3 se ejemplifica de forma esquemática los balances de potencia real y reactiva en un SEP para un nodo  $k$ , el cual va a depender de la generación, la demanda y las pérdidas que se tienen en la red eléctrica. Bajo una operación normal, las potencias inyectadas a la red son conocidas, es decir, se conoce a priori la potencia activa neta  $P_k^{net}$  y la potencia reactiva neta  $Q_k^{net}$ , como se observa en (3.3) y (3.4) [35].



**Fig. 3.3.** Balance de potencia en el nodo  $k$ : a) Potencia activa b) Potencia reactiva.

$$P_k^{net} = P_{gk} - P_{dk} \quad (3.3)$$

$$Q_k^{net} = Q_{gk} - Q_{dk} \quad (3.4)$$

Al sustituir (3.3) y (3.4) en (3.1) y (3.2) respectivamente, las ecuaciones de desajuste quedan en términos de las potencias netas y la potencias calculadas, como en (3.5) y (3.6).

$$\Delta P_k = P_k^{net} - P_k^{cal} = 0 \quad (3.5)$$

$$\Delta Q_k = Q_k^{net} - Q_k^{cal} = 0 \quad (3.6)$$

En el caso de conocer los voltajes nodales en la red de transmisión, se podrá conocer la potencia transmitida con precisión. En esta situación se cumple el balance de energía y el desajuste resultante será prácticamente cero. Sin embargo, en caso de no conocer los voltajes con precisión, al calcular la potencia transmitida, ésta solo será un valor aproximado, lo cual también afectará al desajuste, ya que será diferente de cero [35].

### 3.4.1. Clasificación de nodos

Para resolver el conjunto de ecuaciones de desajuste (3.5) y (3.6) por cada nodo, es necesario clasificar los tipos de nodo que conforman a la red eléctrica. Las variables que describen al nodo como la magnitud de voltaje,  $V$ , y ángulo de fase,  $\theta$ , se les conoce como variables de estado. Además, la potencia activa,  $P$ , y la potencia reactiva,  $Q$ , se denominan variables de control. Es necesario conocer al menos dos de las cuatro variables mencionadas.

Lo complejo al resolver flujos de potencia es que cada nodo cuenta con diferente información disponible. Generalmente, los nodos de un SEP se clasifican en tres tipos con las siguientes características [27], [35]:

- Nodo PQ

También se conoce como nodo de carga. Una característica importante de este nodo es que no se tiene generación conectada, es decir,  $P_g$  y  $Q_g$  son cero, además de que la magnitud de voltaje,  $V$ , y el ángulo de fase,  $\theta$ , son desconocidos. Por lo tanto, las variables que se especifican son la potencia activa y la potencia reactiva demandadas,  $P_d$  y  $Q_d$ , respectivamente. En estos nodos se plantean y resuelven numéricamente (3.5) y (3.6).

- Nodo PV

En estos nodos se tienen generadores conectados, caracterizándose por mantener la magnitud de voltaje constante, también denominados nodos de voltaje controlado. Sus variables conocidas son la potencia neta,  $P_k^{net} = P_g - P_d$ , y la magnitud de voltaje,  $V$ . Por ende, en estos nodos solo es necesario plantear (3.5), para calcular el ángulo de fase del voltaje,  $\theta$ .

- Nodo slack

En este caso un nodo de generación del SEP se elige para ser la referencia, donde la magnitud de voltaje  $V$  y el ángulo de fase  $\theta$  son especificados. Por ello, en este nodo no es necesario plantear ninguna de las ecuaciones (3.5) y (3.6). Este nodo compensará la diferencia entre la potencia generada y la demandada, causada por las pérdidas en la red.

Considerando lo anterior, al resolver (3.5) y (3.6) para toda la red, se logrará conocer el intercambio de flujo de potencia que se tiene en cada conexión entre nodos.

### 3.4.2. Método de Newton-Raphson

Al resolver el problema de flujos de potencia surge la no linealidad del sistema de ecuaciones resultante, y para ello existen diversos métodos iterativos que permiten resolverlo. El método de Newton-Raphson (NR) es utilizado ampliamente en SEP porque permite solucionar sistemas de ecuaciones no lineales de una forma eficiente y práctica. Al

converger de forma cuadrática estando cerca de la solución, se obtiene el resultado en menos iteraciones [27], [35]. Este método depende mucho de la selección de las condiciones iniciales para lograr soluciones factibles. En general, para resolver el problema en SEP se proponen condiciones iniciales de magnitud de voltaje  $V = 1$  p.u. y para los ángulos de fase  $\theta = 0^\circ$  en todos los nodos [35]. Al aplicar (3.5) y (3.6) a cada nodo de la red, se genera un sistema de ecuaciones no lineal en términos de la magnitud de voltaje y el ángulo de fase. Al aplicar series de Taylor al sistema de ecuaciones y despreciar todos los términos de orden superior, se obtienen las derivadas parciales de los desajustes de potencia activa y reactiva, respecto a la magnitud de voltaje y el ángulo de fase, como se muestra en (3.7) [35].

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta P}{\partial V} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Dado que las potencias netas, activa  $P_k^{net}$  y reactiva  $Q_k^{net}$ , se mantendrán constantes en cada iteración, (3.7) puede expresarse como (3.8) para calcular los incrementos en las variables de estado de la red eléctrica [34].

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}^{(i)} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P^{cal}}{\partial \theta} & \frac{\partial P^{cal}}{\partial V} \\ \frac{\partial Q^{cal}}{\partial \theta} & \frac{\partial Q^{cal}}{\partial V} \end{bmatrix}^{-1(i)} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^{(i)} \quad (3.8)$$

Las nuevas condiciones de las variables de estado de la red, para la siguiente iteración, se calculan como en (3.9).

$$\begin{bmatrix} \theta^{(i+1)} \\ V^{(i+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta^{(i)} \\ V^{(i)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta \theta^{(i)} \\ \Delta V^{(i)} \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

donde:

$\theta$  representa un vector que incluye los ángulos de fase nodales de la red.

$V$  representa un vector que incluye las magnitudes de los voltajes nodales de la red.

$\theta^{(i+1)}$  es a la condición actualizada para el ángulo de cada voltaje nodal.

$V^{(i+1)}$  es la condición actualizada para las magnitudes de los voltajes nodales.  
 $i$  es el contador de iteraciones.

La solución de (3.8) - (3.9), implica un proceso iterativo. Para reconocer en qué momento detener las iteraciones es necesario usar una tolerancia. Cuando todos los desajustes de potencia activa y potencia reactiva sean menores a dicha tolerancia, se puede decir que el método convergió, como se expresa en (3.10) [34]:

$$|\Delta P^{(i)}| \leq \varepsilon, \quad |\Delta Q^{(i)}| \leq \varepsilon \quad (3.10)$$

donde:

$\Delta P^{(i)}$  es un vector con los desajustes de potencia activa, durante la iteración  $i$ .  
 $\Delta Q^{(i)}$  es un vector con los desajustes de potencia reactiva, durante la iteración  $i$ .  
 $\varepsilon$  representa la tolerancia.

Este primer estado del sistema se conoce como estado estacionario o precontingencia, el cual permitirá realizar el estudio de análisis de contingencias. Es importante aclarar que los nodos de generación influyen en el estado precontingencia, dado que cuentan con límites de potencia reactiva, siendo este un aspecto que se trata en el Anexo A.

Para el análisis de contingencias, es necesario conocer la cantidad de elementos que componen a la red eléctrica. Esto es un indicativo de las veces que se tendrá que realizar dicho estudio, como se expresa en (3.11). Posteriormente, se evaluará la salida de los elementos uno a uno (criterio N-1) y se determinarán las variables estado de la red eléctrica aplicando el método iterativo de flujos de potencia descrito previamente [19], [37].

$$nc = ng + nl + nd \quad (3.11)$$

donde:

$nc$  corresponde al número de componentes total del sistema  
 $ng$  es el número de generadores  
 $nl$  es el número de líneas  
 $nd$  es el número de cargas o demandas.

Una vez retirado algún elemento de la red, y con las magnitudes de voltaje,  $V$ , y los ángulos,  $\theta$ , ya calculados con el método de Newton-Raphson, se puede conocer el flujo de potencia de cada elemento de transmisión  $P_{km}$  y  $Q_{km}$  aplicando las ecuaciones (2.24) y (2.25). Estos nuevos flujos son conocidos como flujos postcontingencia. Sin embargo, ejecutar esta tarea para una cantidad considerable de contingencias toma demasiado tiempo [27]. Esto se explica mediante un diagrama de flujo al final de este capítulo.

### 3.4.3. Índice de severidad y selección de contingencias

Evaluar la seguridad de un SEP es un problema crucial para operación diaria. Como se mencionó con anterioridad, la seguridad del sistema se interpreta como la capacidad de mantener una operación normal ante eventos, ya sean programados o forzados. Un algoritmo de análisis de contingencia en el centro de control debe ejecutarse con rapidez, orden y en tiempo real. De esta forma el operador puede utilizar la información que se le brinda para tomar decisiones [19], [36]. Para realizar una clasificación de contingencias por severidad, se emplea un índice que cuantifique la salida de un elemento a la vez, ya sea línea de transmisión, generador o una carga. Este cálculo se muestra en (3.12) [19], [37]. A partir de este cálculo se genera posteriormente una clasificación de contingencias, desde la más severa hasta la menos peligrosa.

$$OPI = \sum_{l=1}^{NL} \frac{W_l}{2n} \left( \frac{P_{km}}{P_{km}^{\max}} \right)^{2n} \quad (3.12)$$

donde:

$OPI$  se refiere a el índice de rendimiento de sobrecarga, por sus siglas en inglés.

$NL$  es el número de elementos de transmisión total del sistema eléctrico.

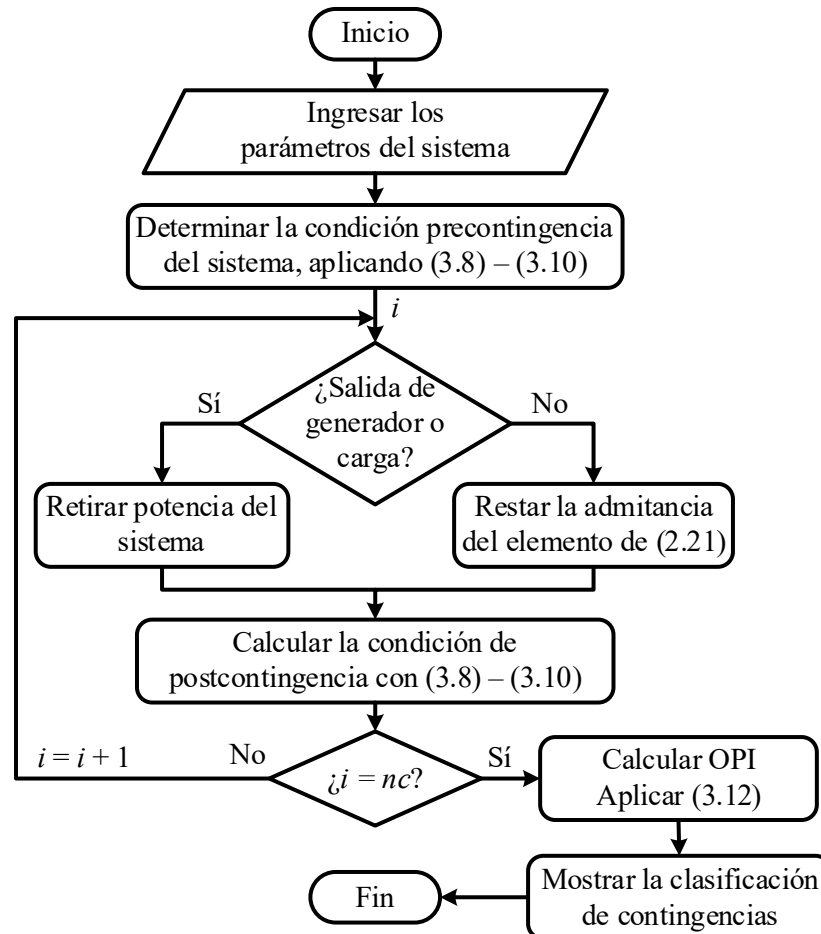
$P_{km}^{\max}$  la potencia máxima que puede transmitir el elemento.

$n$  es un exponente de penalización especificado.

$W_l$  es el coeficiente de ponderación, real y positivo.

### 3.4.4. Algoritmo del Método 1: flujos de potencia

El diagrama de flujo de la [Fig. 3.4](#) muestra el algoritmo para realizar el análisis de contingencias aplicando flujos de potencia, mismo que se implementa digitalmente en esta tesis. Los parámetros de entrada corresponden a la potencia inyectada por los generadores y sus límites de potencia reactiva, las cargas, las impedancias de las líneas y conexión entre nodos. En el diagrama se observa el procedimiento que se realiza durante la salida de potencia o algún elemento de transmisión. En ambos casos es necesario volver a aplicar el método iterativo para conocer los flujos postcontingencia.



[Fig. 3.4](#). Diagrama de flujo para el análisis de contingencia aplicando flujos de potencia.

### 3.5. Método 2: análisis de contingencias con factores de sensibilidad

Los modelos lineales para realizar el análisis de contingencias permiten obtener el estado postcontingencia de la red eléctrica de forma más rápida, aunque se sacrifica la exactitud. De ellos, uno de los métodos más utilizados es el análisis de contingencias mediante “Factores de sensibilidad lineal” (linear sensitivity factors), el cual se basa en flujos de potencia en CD. Esto permite tener una relación lineal entre las inyecciones de potencia activa y el ángulo de fase de los voltajes nodales. Esto significa que este método solo presta atención a los flujos de potencia activa en la red, omitiendo los flujos en potencia reactiva y las magnitudes de los voltajes que son consideradas en sus valores nominales [19], [36].

Como resultado de este tipo de análisis, se logra operar el SEP de manera defensiva. Muchos de los problemas que ocurren en un sistema pueden causar problemas más serios en un periodo de tiempo muy corto, sin permitirle al operador tomar decisiones una vez iniciado el proceso. Por este motivo, se emplean algoritmos de análisis de contingencias eficientes computacionalmente para conocer los posibles problemas que pueden presentarse antes de que ocurran o escalen [19].

#### 3.5.1. Flujos de potencia en CD

El método de flujos de potencia en CD realiza varias suposiciones para obtener un algoritmo lineal y no iterativo. Primero, se desprecia por completo la ecuación (2.24) y, como consecuencia, se pierde la capacidad de ajustar el flujo de reactivos y las magnitudes de voltaje. Por lo tanto, se consideran las magnitudes de voltaje de todos los nodos  $V = 1$  p.u., obteniendo solamente el flujo de potencia activa, como se muestra en (3.13) [36].

$$P_k = G_{kk} + G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) \quad (3.13)$$

Para reducir el problema al mínimo posible, se desprecian las conductancias  $G_{kk}$  y  $G_{km}$  de (3.13), ya que son consecuencia de las pérdidas por efecto Joule por transmisión y por las corrientes de fuga en los aisladores de las líneas aéreas. Esto permite considerar que la diferencia entre los ángulos de fase correspondiente a los buses adyacentes es pequeña. Estas suposiciones se expresan en (3.14) [34], [36].

$$\begin{aligned}\cos(\theta_k - \theta_m) &\approx 1 \\ \sin(\theta_k - \theta_m) &\approx \theta_k - \theta_m\end{aligned}\tag{3.14}$$

Sustituyendo (3.14) en (3.13) y recordando que  $G_{kk} = G_{km} = 0$ , se obtiene una ecuación lineal en términos de los ángulos de fase y la susceptancia  $B_{km}$ , como se muestra en (3.15). Dicha ecuación nos proporciona un modelo lineal de flujo de potencia aproximado, denominado flujo de CD. En consecuencia, la velocidad en los cálculos computacionales aumenta, pero teniendo un error mayor comparado con el método de Newton-Raphson. Expresado de forma matricial en (3.16), se observa que los vectores y la matriz solo contienen la información a partir del nodo 2, asumiendo que el nodo slack se encuentra en el nodo 1, por lo que  $\theta_1 = 0$ . Al igual que para el método de Newton-Raphson, se considera que este nodo será el que compense todos los cambios de inyección de potencia en cualquier bus. Por lo anterior, se obtiene un sistema de ecuaciones lineales de flujo de potencia (3.16) en términos de los ángulos de fase y las susceptancias de la red eléctrica [19], [36].

$$P_{km} = \frac{(\theta_k - \theta_m)}{x_{km}} = B_{km} (\theta_k - \theta_m)\tag{3.15}$$

$$\begin{bmatrix} P_2 \\ \vdots \\ P_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_{22} & \cdots & B_{2k} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{k2} & \cdots & B_{kk} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_2 \\ \vdots \\ \theta_k \end{bmatrix}\tag{3.16}$$

El objetivo de este modelo es conocer los ángulos del sistema eléctrico (estado de la red), por lo tanto, el cálculo de dichos ángulos se muestra en la expresión (3.17).

$$\begin{bmatrix} \theta_2 \\ \vdots \\ \theta_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_{22} & \cdots & B_{2k} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{k2} & \cdots & B_{kk} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} P_2 \\ \vdots \\ P_k \end{bmatrix}\tag{3.17}$$

La inversa de la matriz de susceptancias será renombrada como  $F$  como se expresa en (3.18).

$$F = \begin{bmatrix} B_{22} & \cdots & B_{2k} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{k2} & \cdots & B_{kk} \end{bmatrix}^{-1}\tag{3.18}$$

Por lo tanto, (3.17) puede reescribirse como se muestra en (3.19) y (3.20)

$$\begin{bmatrix} \theta_2 \\ \vdots \\ \theta_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F_{22} & \cdots & F_{2k} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ F_{k2} & \cdots & F_{kk} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_2 \\ \vdots \\ P_k \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

$$[\theta] = [F][P] \quad (3.20)$$

### 3.5.2. Factores de cambio de inyección de potencia

El problema principal al momento de realizar un estudio sobre análisis de contingencias es el tiempo que toma evaluar cientos o miles de eventos, para mostrar cuales son los más severos. Una forma de tener mayor rapidez es utilizando factores de sensibilidad lineal, los cuales se clasifican en factores de cambio de potencia y factores de cambio de distribución [19]. Los factores de cambio de potencia (injection shift factors, por sus siglas en inglés), se utilizan cuando se desea evaluar la salida de un generador o carga, lo que provoca cambios en los flujos de las líneas.

Para simular la salida de un generador y observar las consecuencias que se tienen en la red al perder su potencia, se considera que el nodo slack compensa la potencia pérdida. Los factores de cambio de potencia representan la sensibilidad del cambio en el flujo de potencia en una línea al cambiar la inyección de potencia en un nodo, es decir, al retirar generación o carga. Estos factores son descritos con la ecuación (3.21) [19], [36].

$$a_{i-j,k} = \frac{\Delta P_{i-j}}{\Delta P_k} \quad (3.21)$$

donde:

$\Delta P_{i-j}$  es el cambio en el flujo de potencia en la línea entre los nodos  $i-j$  cuando ocurre un cambio de inyección de potencia en el nodo  $k$ .

$\Delta P_k$  corresponde al cambio en la inyección de potencia en el nodo  $k$ .

$i-j$  son los nodos que conectan la línea de transmisión.

$k$  es el nodo donde ocurre el cambio en la inyección de potencia.

Al ser de nuestro interés los cambios que se tiene en los ángulos respecto a los cambios de potencia que sufre el sistema (salida de generación o carga), la ecuación (3.20) se puede escribir como se muestra en (3.22) [19], [36].

$$[\Delta\theta] = [F][\Delta P] \quad (3.22)$$

Sustituyendo (3.15) en (3.21), se llega a (3.23) y, a su vez, empleando los factores  $F$  de (3.22) se obtiene la expresión (3.24) [36] que permite obtener la sensibilidad de cambio de los flujos en los elementos de transmisión  $i-j$  respecto de los cambios en la potencia inyectada en el nodo  $k$ .

$$a_{i-j,k} = \frac{dP_{i-j}}{dP_k} = \frac{d}{dP_k} \left( \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} \right) = \frac{1}{x_{ij}} \left( \frac{d\theta_i}{dP_k} - \frac{d\theta_j}{dP_k} \right) \quad (3.23)$$

$$a_{i-j,k} = \frac{1}{x_{ij}} (F_{ij} - F_{kj}) \quad (3.24)$$

Por lo tanto, el factor de sensibilidad obtenido previamente se puede usar para conocer el flujo de potencia postcontingencia como se observa en la ecuación (3.25).

$$P_{ij} = P_{ij}^0 + (a_{i-j,k}) \Delta P_k \quad (3.25)$$

donde:

$P_{ij}$  corresponde al nuevo flujo de potencia en la línea de transmisión  $i-j$ .

$P_{ij}^0$  es el flujo de potencia precontingencia en el elemento de transmisión.

### 3.5.3. Factores de cambio de distribución

Si la contingencia es consecuencia de que una línea o transformador falle, siendo desconectados de la red, la potencia que fluía a través de dicho elemento se vuelve cero. Con ello, los flujos de potencia de la red son afectados, particularmente, los más cercanos al elemento fallado. La Fig. 3.5a muestra una línea de transmisión conectada entre los nodos  $k$  y  $m$ , así como la potencia que fluye a través del elemento. La Fig. 3.5b permite modelar la salida de un elemento de transmisión a partir de inyecciones de potencia ( $\Delta P_k, \Delta P_m$ ) en los

nodos  $k$  y  $m$ , respectivamente. Los interruptores “ven” el mismo flujo de potencia, pero con diferente sentido como se indica en (3.26), lo cual provoca que el flujo a través del elemento de transmisión sea cero [19], [37].

$$P_{km} = \Delta P_k = -\Delta P_m \quad (3.26)$$

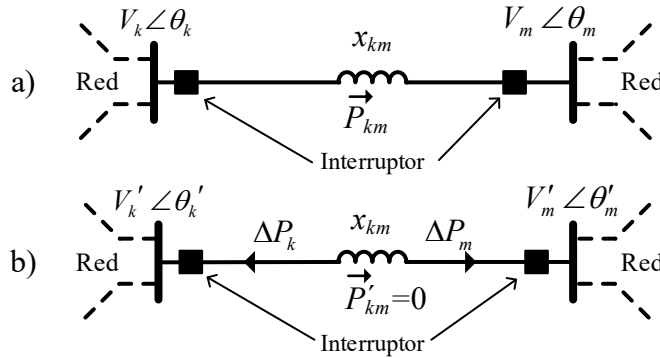


Fig. 3.5. Modelo de la salida de una línea.

Para conocer los efectos de la salida de líneas de transmisión o transformadores, se puede emplear factores de distribución, los cuales permiten calcular los cambios en los flujos de los elementos de red que permanecen conectados, ante la salida de un elemento de transmisión. Estos factores son descritos por la ecuación (3.27):

$$d_{j-k, i-m} = \frac{\Delta P_{j-k}}{P_{i-m}^0} \quad (3.27)$$

donde:

$d_{j-k, i-m}$  representa el factor de distribución del elemento de transmisión entre los buses  $j$  y  $k$  debido a la desconexión del elemento entre los buses  $i$  y  $m$ .

$\Delta P_{j-k}$  corresponde a el cambio en el flujo de potencia del elemento conectado entre los buses  $j$  y  $k$ .

A partir de (3.22) se puede plantear la expresión para la salida de un elemento de transmisión, como se observa en (3.28) y (3.29) [19].

$$\begin{pmatrix} \Delta\theta_k \\ \Delta\theta_m \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} F_{kk} & F_{km} \\ F_{mk} & F_{mm} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta P_k \\ \Delta P_m \end{pmatrix} \quad (3.28)$$

$$\begin{aligned} \Delta\theta_k &= F_{kk}\Delta P_k + F_{km}\Delta P_m \\ \Delta\theta_m &= F_{mk}\Delta P_k + F_{mm}\Delta P_m \end{aligned} \quad (3.29)$$

Al aplicar (3.26) a los términos de  $\Delta P_m$  a la expresión (3.29), se obtiene lo siguiente:

$$\begin{aligned} \Delta\theta_k &= F_{kk}\Delta P_k - F_{km}\Delta P_k = (F_{kk} - F_{km})\Delta P_k \\ \Delta\theta_m &= F_{mk}\Delta P_k - F_{mm}\Delta P_k = (F_{mk} - F_{mm})\Delta P_k \end{aligned} \quad (3.30)$$

Dado que, al tener una variación en el flujo de potencia, los ángulos también varían, para conocer el nuevo valor de los ángulos se tiene (3.31).

$$\begin{aligned} \theta'_k &= \theta_k + \Delta\theta_k \\ \theta'_m &= \theta_m + \Delta\theta_m \end{aligned} \quad (3.31)$$

Sustituyendo (3.31) en (3.15), se obtiene la ecuación (3.32) para calcular el nuevo flujo de potencia ante la salida de un elemento de transmisión.

$$P'_{km} = \frac{(\theta_k + \Delta\theta_k) - (\theta_m + \Delta\theta_m)}{x_{km}} = P_{km} + \frac{\Delta\theta_k - \Delta\theta_m}{x_{km}} \quad (3.32)$$

Sustituyendo (3.30) en (3.32) y sabiendo que  $F_{mk} = F_{km}$ , se obtiene (3.33) - (3.34).

$$P'_{km} = P_{km} + \frac{\Delta\theta_k - \Delta\theta_m}{x_{km}} = \frac{(F_{kk} - F_{km})\Delta P_k - (F_{km} - F_{mm})\Delta P_k}{x_{km}} \quad (3.33)$$

$$P'_{km} = P_{km} + \frac{(F_k + F_{mm} - 2F_{km})\Delta P_k}{x_{km}} \quad (3.34)$$

Aplicando (3.26) a (3.34) para despejar  $\Delta P_k$ , de esta forma se obtiene (3.35).

$$\Delta P_k = \frac{P_{km}}{1 - \frac{F_{kk} + F_{mm} - 2F_{km}}{x_{km}}} = \frac{x_{km}P_{km}}{x_{km} - (F_{kk} + F_{mm} - 2F_{km})} \quad (3.35)$$

Definiendo un factor de sensibilidad  $\delta$ , que relacione los cambios en los ángulos de fase  $\theta$ , en cualquier lugar del sistema, con el flujo de potencia original que fluye en la línea antes de ser desconectada [19], se obtiene (3.36).

$$\delta_{j,k-m} = \frac{\Delta\theta_j}{P_{km}} \quad (3.36)$$

De (3.22), y sabiendo que una salida de un elemento de transmisión implica cambios en dos nodos al mismo tiempo,  $(\Delta P_k, \Delta P_m)$ , entonces, el cambio en el ángulo de fase en el bus  $j$ , se obtiene como en (3.37) [19].

$$\Delta\theta_j = F_{jk}\Delta P_k + F_{jm}\Delta P_m \quad (3.37)$$

Sustituyendo (3.26) en (3.37), y despejando  $P_{km}$  de (3.35) para sustituirla en (3.37), y esta a su vez en (3.36), se obtiene la expresión (3.38).

$$\delta_{j,k-m} = \frac{x_{km}(F_{jk} - F_{jm})}{x_{km} - (F_{kk} + F_{mm} - 2F_{km})} \quad (3.38)$$

Al desarrollar (3.27) se tiene:

$$d_{j-k,i-m} = \frac{\Delta P_{j-k}}{P_{i-m}^0} = \frac{1}{x_{jk}} \left( \frac{\Delta\theta_j}{P_{i-m}^0} - \frac{\Delta\theta_k}{P_{i-m}^0} \right) = \frac{1}{x_{jk}} (\delta_{j,i-m} - \delta_{k,i-m}) \quad (3.39)$$

Sustituyendo (3.38) en (3.39), se obtiene la expresión que nos permitirá calcular los factores de distribución, como se observa en (3.40).

$$d_{j-k,i-m} = \frac{x_{im}}{x_{jk}} \left[ \frac{(F_{ji} + F_{km} - F_{jm} - F_{ki})}{x_{im} - (F_{ii} + F_{mm} - 2F_{im})} \right] \quad (3.40)$$

Por lo tanto, para calcular los nuevos flujos de potencia postcontingencia ante la salida de un elemento de transmisión (línea o transformador) se utiliza (3.41).

$$P_{km} = P_{km}^0 + (d_{j-k,j-m})P_{km}^0 \quad (3.41)$$



### 3.6. Método 3: análisis de contingencias con reparto de potencia

En la práctica es complicado que una planta de generación (generador en el nodo slack) pueda cubrir en su totalidad la pérdida de otra planta. Lo que realmente ocurre es que, ante incrementos o decrementos en la potencia del sistema, la generación de potencia de las plantas eléctricas se ajusta con ayuda del gobernador de velocidad, como se concluyó a partir de la ecuación (2.5). Como se explicó en el Capítulo 2, los cambios en la frecuencia también afectan la carga demandada en la red. Las ecuaciones (2.5), (2.11), (2.16) y (2.26) permiten observar el comportamiento de las plantas de generación y la carga ante variaciones de frecuencia de la red producidas por contingencias, las cuales se replican en (3.42) - (3.45).

$$P_{gk} = P_{gk}^{ref} - \left( D_k + \frac{1}{R_k} \right) \Delta f \quad (3.42)$$

$$P_{pvk} = P_{pvk}^{ref} - \left( \frac{1}{R_{pvk}} \right) \Delta f \quad (3.43)$$

$$P_{wgk} = P_{wgk}^{ref} - \left( \frac{1}{R_{wgk}} \right) \Delta f \quad (3.44)$$

$$P_{dk} = P_{dk}^0 (1 + k_{pk} \Delta f) \quad (3.45)$$

Recordando que el balance de potencia se puede realizar como en (3.46),

$$P_{gk} - P_{dk} - P_k^{cal} = 0 \quad (3.46)$$

y sustituyendo (3.42) - (3.45) en (3.46), para la generación convencional, fotovoltaica y eólica, se obtienen las expresiones (3.47) - (3.49) factorizando términos comunes.

$$P_{gk}^{ref} - P_{dk}^0 = \left( D_k + \frac{1}{R_k} + P_{dk}^0 k_{pk} \right) \Delta f - P_k^{cal} \quad (3.47)$$

$$P_{pvk}^{ref} - P_{dk}^0 = \left( \frac{1}{R_{pvk}} + P_{dk}^0 k_{pk} \right) \Delta f - P_k^{cal} \quad (3.48)$$

$$P_{wgk}^{ref} - P_{dk}^0 = \left( \frac{1}{R_{wgk}} + P_{dk}^0 k_{pk} \right) \Delta f - P_k^{cal} \quad (3.49)$$

Con la expresión de flujos de potencia en CD dado por (3.15) - (3.16) en su forma matricial, se reformula este planteamiento incluyendo el nodo slack. Esto permitirá realizar una adaptación a dicho problema. La posición del ángulo de referencia  $\theta_1$  se sustituye por el cambio de frecuencia  $\Delta f$ , y la columna que corresponde a la posición del nodo slack es sustituida por un vector columna que contiene las ecuaciones (3.47) a (3.49). Suponiendo que en lugar de generador slack se tiene una planta eléctrica convencional, en el nodo  $k$  se tiene una planta fotovoltaica y en el nodo  $n$  se tiene una planta eólica, se obtiene (3.50) [28].

$$\begin{pmatrix} P_{g1}^{ref} - P_{d1}^0 \\ \vdots \\ P_{pvk}^{ref} - P_{dk}^0 \\ \vdots \\ P_{wgn}^{ref} - P_{dn}^0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} (D_1 + R_1^{-1} + P_{d1}^0 k_{p1}) & \cdots & B_{1k} & \cdots & B_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ (R_{pvk}^{-1} + P_{dk}^0 k_{pk}) & \cdots & B_{kk} & \cdots & B_{kn} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ (R_{wgn}^{-1} + P_{dn}^0 k_{pn}) & \cdots & B_{nk} & \cdots & B_{nn} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta f \\ \vdots \\ \theta_k \\ \vdots \\ \theta_n \end{pmatrix} \quad (3.50)$$

Conociendo las potencias demandadas  $P_d^0$  y generadas  $P^{ref}$  en el SEP en el estado precontingencia, es posible conocer los ángulos nodales y el cambio en la frecuencia  $\Delta f$ , postcontingencia, al resolver (3.50). Este cálculo se muestra explícitamente en (3.51) [28].

$$\begin{pmatrix} \Delta f_1 \\ \vdots \\ \theta_k \\ \vdots \\ \theta_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} (D_1 + R_1^{-1} + P_{d1}^0 k_{p1}) & \cdots & B_{1k} & \cdots & B_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ (R_{pvk}^{-1} + P_{dk}^0 k_{pk}) & \cdots & B_{kk} & \cdots & B_{kn} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ (R_{wgn}^{-1} + P_{dn}^0 k_{pn}) & \cdots & B_{nk} & \cdots & B_{nn} \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} P_{g1}^{ref} - P_{d1}^0 \\ \vdots \\ P_{pvk}^{ref} - P_{dk}^0 \\ \vdots \\ P_{wgn}^{ref} - P_{dn}^0 \end{pmatrix} \quad (3.51)$$

Los términos de la primera columna de la matriz inversa mostrada en (3.51) son factores de sensibilidad de cambio de frecuencia con respecto a cambios en las potencias nodales inyectadas; estos se expresan explícitamente en (3.52) [28], para un nodo  $k$ .

$$T = \frac{\Delta f}{\Delta P_k} \quad (3.52)$$

donde:

$T$  se refiere a la sensibilidad de la frecuencia del sistema ante un cambio de potencia.

Recordando que la potencia neta en el nodo  $k$  se calcula como se muestra en (3.3), se obtiene (3.54) al sustituir (3.42) - (3.45) en (3.3).

$$P_k = \left[ P_{gk}^{ref} - \left( D_{xk} + \frac{1}{R_{xk}} \right) \Delta f \right] - \left[ P_{dk}^0 (1 + k_{pk} \Delta f) \right] \quad (3.53)$$

$$P_{xk} = P_{xk}^{ref} - P_{dk}^0 - (K_{xk} + P_{dk}^0 k_{pk}) \Delta f$$
$$K_{xk} = D_{xk} + \frac{1}{R_{xk}} \quad (3.54)$$

donde:

$x \in \{g, pv, wg\}$  indica el tipo de planta ya sea convencional, fotovoltaica o eólica.

De acuerdo con (3.54), las variaciones de la frecuencia pueden darse debido a cambios en  $P_k$ ,  $K_k$  y  $k_{pk}$ . Por lo tanto, estos cambios se pueden expresar como en (3.55).

$$\Delta f = \frac{df}{dP_k} \Delta P_k + \frac{df}{dK_k} \Delta K_k + \frac{df}{dk_{pk}} \Delta k_{pk} \quad (3.55)$$

Al aplicar la regla de la cadena para obtener los cambios de la frecuencia respecto a  $K_k$  y  $k_{pk}$  se obtienen las expresiones que se observan en (3.56).

$$a) \frac{df}{dK_k} = \frac{df}{dP_k} \times \frac{dP_k}{dK_k} \quad b) \frac{df}{dk_{pk}} = \frac{df}{dP_k} \times \frac{dP_k}{dk_{pk}} \quad (3.56)$$
$$a) \frac{dP_k}{dK_k} = \Delta f \quad b) \frac{dP_k}{dk_{pk}} = -P_{dk}^0 \Delta f$$

Los cambios de carga o generación, así como de sus componentes de control, se pueden expresar como se observa en (3.57).

$$\Delta P_k = - (P_{xk}^{ref} - P_{dk}^0)$$
$$\Delta K_k = -K_k \quad (3.57)$$
$$\Delta K_{pk} = -k_{pk}$$

De la expresión (3.54), y con la sensibilidad del sistema  $T$  de (3.52), se puede conocer la desviación de frecuencia respecto a la pérdida de demanda o generación. Combinando (3.55) - (3.57), se logra conocer la desviación de frecuencia aplicando (3.58) [28].

$$\Delta f = \left( \frac{T}{1 + T \times \Delta K_k + T \times \Delta k_{pk} \times P_{dk}^0} \right) \Delta P_k \quad (3.58)$$

- *Reparto de potencia en las plantas de generación*

Habiendo calculado la desviación de frecuencia,  $\Delta f$ , de la red eléctrica, se puede conocer cómo es que las plantas de generación se reparten el desbalance debido a la contingencia (reajustando la potencia inyectada hacia el sistema). Similarmente, se puede conocer el cambio de la carga ante el cambio de frecuencia ocasionado por la contingencia. Las nuevas potencias en postcontingencia se calculan como se muestra en (3.59) a (3.62).

$$P_{gk}^{new} = P_{gk}^{ref} - \left( D_k + \frac{1}{R_k} \right) \Delta f \quad (3.59)$$

$$P_{pvk}^{new} = P_{pvk}^{ref} - \left( \frac{1}{R_{pvk}} \right) \Delta f \quad (3.60)$$

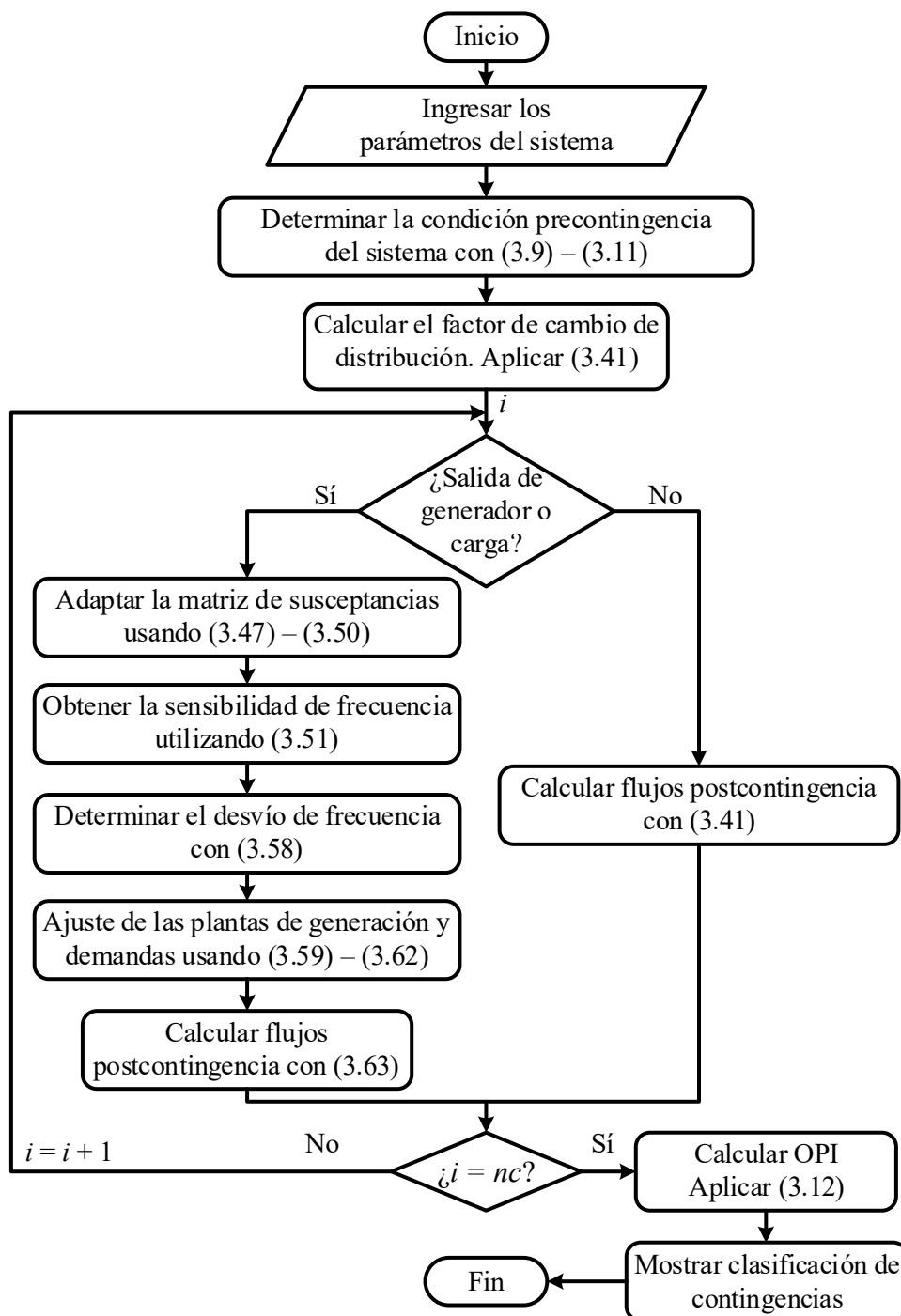
$$P_{wgk}^{new} = P_{wgk}^{ref} - \left( \frac{1}{R_{wgk}} \right) \Delta f \quad (3.61)$$

$$P_{dk}^{new} = P_{dk}^0 (1 + k_{pk} \Delta f) \quad (3.62)$$

Finalmente, los flujos de potencia postcontingencia, considerando la nueva condición de las plantas de generación con reparto de potencia y los factores de sensibilidad (3.24), se calculan de acuerdo con (3.63).

$$P_{km} = a_{i-j,k} (P_{gk}^{new} - P_{dk}^{new}) \quad (3.63)$$

### 3.6.1. Algoritmo del Método 3: factores de sensibilidad con reparto de potencia



**Fig. 3.7.** Diagrama de flujo para el análisis de contingencia aplicando factores de sensibilidad con reparto de potencia.



# Capítulo 4

## Estudio de casos

### 4.1.Introducción

En este capítulo se presenta la aplicación de los métodos abordados para el análisis de contingencias en redes eléctricas con generación convencional y renovable, sin y con reparto de potencia. El objetivo de este capítulo es el de mostrar el alcance de los métodos desarrollados. Se pone especial énfasis en el método de factores de sensibilidad con reparto de potencia, el cual permite reajustar las inyecciones de potencia de los generadores ante desbalances de potencia en la red eléctrica debido a contingencias que involucran la pérdida de generación o demanda.

Se estudian dos casos de prueba; el primer caso corresponde al sistema estándar WSCC de 9 nodos, que se utiliza para validar numérica y conceptualmente las herramientas desarrolladas a lo largo de este trabajo. Para ello, se realiza un análisis de contingencias aplicando los tres métodos discutidos en el [Capítulo 3](#). Primero se estudia la red eléctrica ante contingencias, considerando únicamente plantas de generación convencionales, para posteriormente analizar el comportamiento del sistema cuando se usa una planta renovable sin y con reparto de frecuencia. Para completar el primer estudio de caso, se realiza una comparación entre la clasificación de contingencias arrojadas por los tres métodos desarrollados. En un segundo estudio de caso, se aplica el análisis de contingencia al sistema de prueba del IEEE de 39 nodos, considerando una alta penetración de plantas de generación eólica y fotovoltaica. Se analiza la clasificación de contingencias en casos donde las plantas renovables operan sin y con reparto de potencia, lo cual permite obtener conclusiones importantes sobre su operación y efectos en la red eléctrica.

## 4.2. Aplicación de los Métodos 1, 2 y 3 de análisis de contingencias

### 4.2.1. Caso 1a: Sistema WSCC de 9 nodos

La Fig. 4.1 muestra el sistema WSCC de 9 nodos [38], el cual es ampliamente utilizado para analizar diversos fenómenos eléctricos, por ejemplo, la estabilidad del sistema, la respuesta transitoria ante perturbaciones y flujos de potencia en condiciones normales. Esta red eléctrica de prueba, al estar mallada y con diversas rutas para la circulación de potencia, permite valorar su comportamiento bajo diferentes escenarios de operación. Este sistema eléctrico se compone de 3 generadores, 3 transformadores, 3 cargas y 6 líneas de transmisión. Los parámetros de las plantas de generación, demanda y elementos de transmisión de la red se presentan en la Tabla 4.1 y la Tabla 4.2, expresadas en una base común de 100 MVA. Estos datos también están disponibles en [38]. El nodo 1 se considera como nodo slack, que es donde se conecta el generador G1, siendo este el encargado de mantener la magnitud de voltaje y el ángulo constantes, y compensar las pérdidas. Las cargas de los nodos 5, 6 y 8 demandan 315 [MW] de potencia activa y 115 [MVar] de potencia reactiva en total. Esta red se emplea para validar el desarrollo teórico realizado a lo largo de este trabajo de tesis, particularmente, en lo que respecta a los tres métodos de análisis de contingencias.

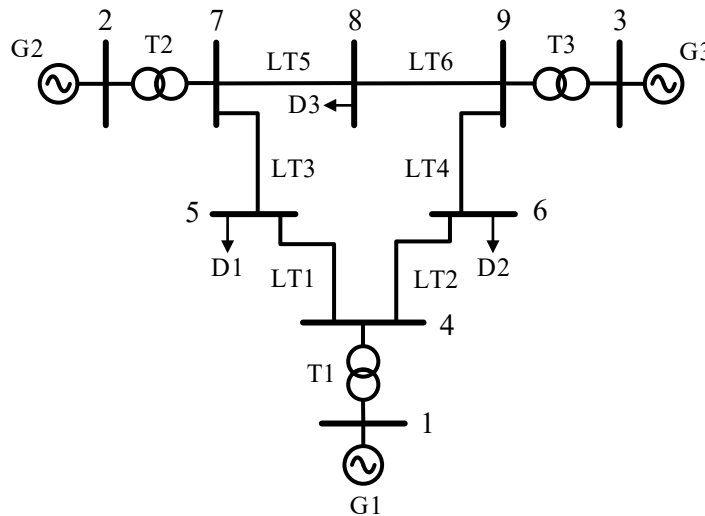


Fig. 4.1. Sistema WSCC de 9 nodos [38].

**Tabla 4.1.** Parámetros de los equipos conectados a los nodos

| Nodo | $V$<br>[pu] | Ángulo<br>[°] | $P_g$<br>[pu] | $D$<br>[pu] | $R$<br>[pu] | $Q_g$<br>[pu] | $P_d$<br>[pu] | $Q_d$<br>[pu] |
|------|-------------|---------------|---------------|-------------|-------------|---------------|---------------|---------------|
| 1    | 1.04        | 0             | 0             | 0.1         | 0.06        | 0             | 0             | 0             |
| 2    | 1.025       | 0             | 1.63          | 0.1         | 0.06        | 0.05          | 0             | 0             |
| 3    | 1.025       | 0             | 0.85          | 0.1         | 0.06        | -0.11         | 0             | 0             |
| 4    | 1           | 0             | 0             | 0           | 0           | 0             | 0             | 0             |
| 5    | 1           | 0             | 0             | 0           | 0           | 0             | 1.25          | 0.50          |
| 6    | 1           | 0             | 0             | 0           | 0           | 0             | 0.90          | 0.30          |
| 7    | 1           | 0             | 0             | 0           | 0           | 0             | 0             | 0             |
| 8    | 1           | 0             | 0             | 0           | 0           | 0             | 1.00          | 0.35          |
| 9    | 1           | 0             | 0             | 0           | 0           | 0             | 0             | 0             |

**Tabla 4.2.** Parámetros de los elementos de transmisión

| Nodo<br>de envío | Nodo de<br>recepción | $r$<br>[pu] | $x$<br>[pu] | $g_{sh}$<br>[pu] | $b_{sh}$<br>[pu] | $P_{max}$<br>[pu] |
|------------------|----------------------|-------------|-------------|------------------|------------------|-------------------|
| 1                | 4                    | 0           | 0.0576      | 0                | 0                | 2.5               |
| 2                | 7                    | 0           | 0.0625      | 0                | 0                | 2                 |
| 3                | 9                    | 0           | 0.0586      | 0                | 0                | 1.3               |
| 4                | 5                    | 0.01        | 0.085       | 0                | 0.088            | 1                 |
| 4                | 6                    | 0.017       | 0.092       | 0                | 0.079            | 1                 |
| 5                | 7                    | 0.032       | 0.161       | 0                | 0.153            | 1                 |
| 6                | 9                    | 0.039       | 0.17        | 0                | 0.179            | 1                 |
| 7                | 8                    | 0.0085      | 0.072       | 0                | 0.0745           | 1                 |
| 8                | 9                    | 0.119       | 0.1008      | 0                | 0.1045           | 1                 |

Partiendo de las características del sistema, se puede conocer su operación en estado estacionario resolviendo el problema de flujos de potencia convencionales. La **Tabla 4.3** reporta el valor de los voltajes nodales calculados, observándose que la magnitud de voltaje y el ángulo de fase se mantienen constantes en el nodo slack, al ser el nodo de referencia, mientras que en el resto de los nodos se ajustan los valores de voltaje y de ángulo dependiendo de su tipo de nodo. Además, se observa que el nodo slack compensa la demanda requerida tanto en potencia activa como reactiva, inyectando  $P_g = 71.835$  [MW] y  $Q_g = 27.297$  [MVAR]. Con respecto a los generadores conectados en los nodos 2 y 3, se observa que ajustan su potencia reactiva de salida a  $Q_{g2} = 8.38$  [MVAR] y  $Q_{g3} = -10.86$  [MVAR], para mantener sus voltajes al valor preestablecido en 1.025 [pu]. Por otro lado, la **Tabla 4.4** muestra el flujo de potencia a través de cada elemento de transmisión, siendo este el punto de equilibrio que corresponde a los flujos de potencia precontingencia de la red eléctrica.

**Tabla 4.3.** Voltajes, ángulos y potencias generadas del sistema.

| Bus | $V$ [pu] | Ángulo (°) | Bus | $P_g$ [MW] | $Q_g$ [MVAR] |
|-----|----------|------------|-----|------------|--------------|
| 1   | 1.04     | 0          | 1   | 71.641     | 27.046       |
| 2   | 1.025    | 9.28       | 2   | 163        | 8.3845       |
| 3   | 1.025    | 4.6648     | 3   | 85         | -10.86       |
| 4   | 1.0257   | -2.2168    |     |            |              |
| 5   | 0.9911   | -3.9888    |     |            |              |
| 6   | 1.0125   | -3.6874    |     |            |              |
| 7   | 1.0247   | 3.7197     |     |            |              |
| 8   | 1.051    | 0.7275     |     |            |              |
| 9   | 1.0321   | 1.9667     |     |            |              |

**Tabla 4.4.** Flujos de potencia en estado estacionario (precontingencia)

| Nodo de envío | Nodo de recepción | $P$ [MW] | $Q$ [MVAR] |
|---------------|-------------------|----------|------------|
| 1             | 4                 | 71.641   | 27.046     |
| 2             | 7                 | 163.00   | 6.6537     |
| 3             | 9                 | 85.00    | -10.86     |
| 4             | 5                 | 40.937   | 22.893     |
| 4             | 6                 | 30.704   | 1.03       |
| 5             | 7                 | -84.32   | -11.313    |
| 6             | 9                 | -59.463  | -13.457    |
| 7             | 8                 | 76.38    | -0.7973    |
| 8             | 9                 | -24.095  | -24.296    |

A partir de la condición de estado estacionario (precontingencia), se pueden obtener los flujos de potencia postcontingencia. Se lleva a cabo el análisis de contingencia usando los 3 métodos presentados en las Secciones 3.4 - 3.6, recordando que la clasificación (*ranking*) de contingencias se obtiene usando el índice de rendimiento por sobrecarga OPI, ordenándolos de mayor a menor para detectar las contingencias más severas. En este caso, se nota que las plantas de generación cuentan con su propio transformador. Por lo tanto, en términos del impacto de la contingencia en la red, la salida de cada generador es equivalente a la salida de su transformador de unidad. La Tabla 4.5 muestra la clasificación obtenida por los tres algoritmos implementados para el análisis de contingencias: Método 1 – con flujos de potencia convencionales, Método 2 – con factores de sensibilidad lineal, y Método 3 – con factores de sensibilidad lineal y reparto de potencia. Vale la pena resaltar que, en los Métodos 1 y 2, el generador G1 no tiene asignado un índice. Esto es porque es un elemento que no se considera en el análisis al estar asociado al nodo slack, siendo el encargado único

de compensar el desbalance de potencia asociado a la salida de carga y/o generación. En contraste, con el Método 3, el generador G1 sí es contemplado en el análisis junto con los otros dos, observando que su OPI lo coloca en la posición no. 4 de la clasificación. Sin embargo, las salidas de G2 y G3 son las que más afectan a la red, y esto se debe a que estas plantas que inyectan mayor cantidad de potencia a la red eléctrica en el estado de precontingencia, ver **Tabla 4.3**.

Note que las clasificaciones de las contingencias que se obtienen para los Métodos 1 y 2, son idénticas, aun cuando los OPI sí varían ligeramente debido a que el cálculo de los flujos postcontingencia es diferente. En cambio, al comparar los Métodos 1 y 2 con el Método 3, se nota que la severidad de la mayoría de las contingencias cambia considerablemente en la clasificación. Esto indica que la severidad de las contingencias es diferente cuando se considera el reparto de potencia en las plantas eléctricas con el Método 3, tal como ocurre en la realidad, ya que participan en el reparto de potencia. También, al utilizar el Método 3, la salida de las cargas D1 – D3 aparece en los últimos lugares de la clasificación, ya que la desconexión de cargas implica que las líneas de transmisión se descarguen en lugar de sobrecargarse. Caso contrario con la salida de generadores, los cuales se encuentran entre los primeros 5 lugares de la clasificación, debido a que son elementos que inyectan potencia al sistema y son responsables de mantener la frecuencia de la red. Por lo tanto, si sale una planta de generación, el resto de las plantas tiene que compensar la potencia perdida. En este estudio, la contingencia más crítica para la red eléctrica fue la salida de G2.

**Tabla 4.5.** Comparación entre los Métodos 1, 2 y 3 para el análisis de contingencias

| Método 1 |          |        | Método 2 |          |        | Método 3 |          |         |
|----------|----------|--------|----------|----------|--------|----------|----------|---------|
| Clasif.  | Elemento | OPI    | Clasif.  | Elemento | OPI    | Clasif.  | Elemento | OPI     |
| 1        | LT3      | 7.9382 | 1        | LT3      | 8.0427 | 1        | G2       | 27.6788 |
| 2        | LT5      | 5.8750 | 2        | LT5      | 6.0667 | 2        | G3       | 11.0303 |
| 3        | G2       | 4.9487 | 3        | G2       | 4.9734 | 3        | LT3      | 8.0433  |
| 4        | LT4      | 4.7490 | 4        | LT4      | 4.8153 | 4        | G1       | 6.2034  |
| 5        | D3       | 4.1037 | 5        | D3       | 4.2708 | 5        | LT5      | 6.0665  |
| 6        | LT2      | 4.0075 | 6        | LT2      | 3.9386 | 6        | LT4      | 4.8159  |
| 7        | LT1      | 3.9345 | 7        | LT1      | 3.8389 | 7        | LT2      | 3.9384  |
| 8        | G3       | 3.7592 | 8        | G3       | 3.7570 | 8        | LT1      | 3.8388  |
| 9        | LT6      | 3.6673 | 9        | LT6      | 3.6715 | 9        | LT6      | 3.6718  |
| 10       | D1       | 3.5238 | 10       | D1       | 3.5177 | 10       | D3       | 2.2812  |
| 11       | D2       | 3.1001 | 11       | D2       | 3.1005 | 11       | D2       | 1.9733  |
| 12       | G1       | -      | 12       | G1       | -      | 12       | D1       | 1.8563  |

#### 4.2.2. Caso 1b: Sistema WSCC de 9 nodos con una planta renovable

La Fig. 4.2 muestra la red eléctrica de 9 nodos del escenario anterior, pero ahora considerando que el generador G3 se reemplaza por la planta fotovoltaica PV1, y que éste opera con una irradiancia solar que le permite inyectar los mismos 85 [MW] de G3. Los parámetros del sistema son los mismos que los de la Tabla 4.1 para los elementos de transmisión. Sin embargo, de los parámetros de la Tabla 4.2 cambia el factor de amortiguamiento ya que para la planta fotovoltaica es de cero. El estado estacionario precontingencia del sistema es el mismo que el presentado en la Tabla 4.3 y la Tabla 4.4.

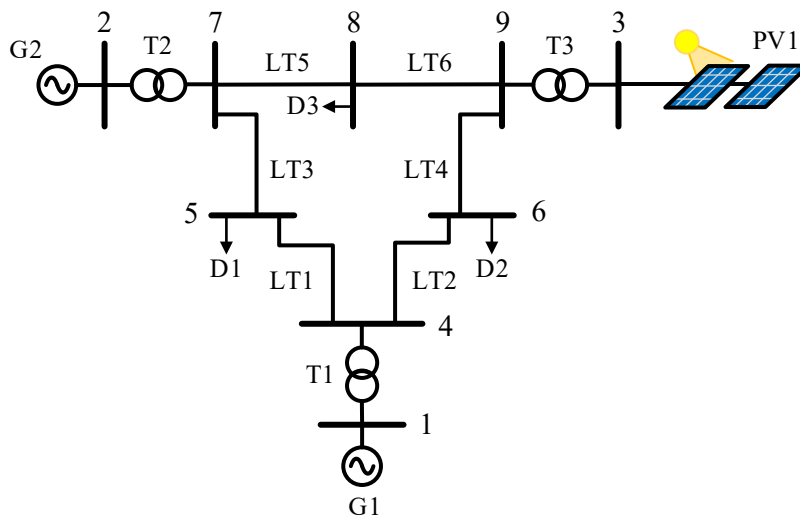


Fig. 4.2. Sistema WSCC de 9 nodos con generación fotovoltaica.

En este caso de estudio se evalúan dos pruebas diferentes. En la primera, se considera que la fotovoltaica no participa en el reparto de potencia (no cuenta con regulación de frecuencia). En la segunda se considera que la planta fotovoltaica sí cuenta con reparto de potencia. Los resultados presentados en la Tabla 4.6 corresponden al análisis de contingencias cuando la fuente de generación fotovoltaica PV1 no participa en el reparto de potencia. Se observa que PV1 en los Métodos 1 y 2 de esta tabla mantiene la misma clasificación (no. 8) reportada para G3 en la clasificación de contingencias anterior de la Tabla 4.5. Sin embargo, al aplicar el Método 3, se nota que hay un reacomodo en los primeros 6 lugares de la

clasificación. Es decir, considerar PV1 sin reparto de potencia en lugar de G3 con reparto de potencia afecta de forma importante la severidad y clasificación de las contingencias. Los generadores G2 y G1 se encuentran en el no. 1 y no. 2 de la clasificación, respectivamente, ya que son los únicos que pueden compensar los desbalances del sistema, mediante el reparto de potencia. Es decir, la salida de G1 o G2 afecta a la red eléctrica, tanto en inyección de potencia como en la regulación de la frecuencia. A partir de la posición no. 7 de la clasificación del Método 3, el orden de las contingencias se mantiene como en la [Tabla 4.5](#), al tratarse de elementos de transmisión y demandas.

**Tabla 4.6.** Contingencias con planta fotovoltaica sin reparto de potencia.

| Método 1 |          |        | Método 2 |          |        | Método 3 |          |         |
|----------|----------|--------|----------|----------|--------|----------|----------|---------|
| Clasif.  | Elemento | OPI    | Clasif.  | Elemento | OPI    | Clasif.  | Elemento | OPI     |
| 1        | LT3      | 7.9387 | 1        | LT3      | 8.0433 | 1        | G2       | 55.9123 |
| 2        | LT5      | 5.8748 | 2        | LT5      | 6.0665 | 2        | G1       | 12.9970 |
| 3        | G2       | 4.9485 | 3        | G2       | 4.9732 | 3        | LT3      | 8.0433  |
| 4        | LT4      | 4.7496 | 4        | LT4      | 4.8159 | 4        | LT5      | 6.0665  |
| 5        | D3       | 4.1040 | 5        | D3       | 4.2712 | 5        | LT4      | 4.8159  |
| 6        | LT2      | 4.0072 | 6        | LT2      | 3.9384 | 6        | PV1      | 4.3913  |
| 7        | LT1      | 3.9344 | 7        | LT1      | 3.8388 | 7        | LT2      | 3.9384  |
| 8        | PV1      | 3.7592 | 8        | PV1      | 3.7570 | 8        | LT1      | 3.8388  |
| 9        | LT6      | 3.6675 | 9        | LT6      | 3.6718 | 9        | LT6      | 3.6718  |
| 10       | D1       | 3.5241 | 10       | D1       | 3.5180 | 10       | D3       | 2.5112  |
| 11       | D2       | 3.1004 | 11       | D2       | 3.1008 | 11       | D2       | 2.1917  |
| 12       | G1       | -      | 12       | G1       | -      | 12       | D1       | 1.6661  |

Para el caso en que la planta PV1 sí participa en el reparto de potencia, como se presenta en la [Tabla 4.7](#), la clasificación de las contingencias es la misma que en la [Tabla 4.5](#) que corresponde a la red eléctrica con G3 participando en el reparto de potencia. Esto permite deducir la importancia del reparto de potencia en las plantas convencionales y renovables, porque son las responsables de mitigar los desbalances de la red. Como se aprecia durante este estudio de caso, si el número de fuentes de generación con reparto de potencia se reduce, la red eléctrica tiene mayor riesgo de operar de manera inestable ante la salida de una fuente de generación. En la práctica, se ha reportado que este riesgo se eleva si la planta renovable no participa en el reparto de potencia al momento de ocurrir una contingencia. En estos dos escenarios con una planta fotovoltaica sin y con reparto de potencia, la contingencia más crítica para la red eléctrica fue nuevamente la salida de G2.

**Tabla 4.7.** Contingencias con planta fotovoltaica con reparto de potencia.

| Método 1 |          |        | Método 2 |          |        | Método 3 |          |         |
|----------|----------|--------|----------|----------|--------|----------|----------|---------|
| Clasif.  | Elemento | OPI    | Clasif.  | Elemento | OPI    | Clasif.  | Elemento | OPI     |
| 1        | LT3      | 7.9387 | 1        | LT3      | 8.0433 | 1        | G2       | 27.9781 |
| 2        | LT5      | 5.8748 | 2        | LT5      | 6.0665 | 2        | PV1      | 10.8591 |
| 3        | G2       | 4.9485 | 3        | G2       | 4.9732 | 3        | LT3      | 8.04333 |
| 4        | LT4      | 4.7496 | 4        | LT4      | 4.8159 | 4        | G1       | 6.2089  |
| 5        | D3       | 4.1040 | 5        | D3       | 4.2712 | 5        | LT5      | 6.0665  |
| 6        | LT2      | 4.0072 | 6        | LT2      | 3.9384 | 6        | LT4      | 4.8159  |
| 7        | LT1      | 3.9344 | 7        | LT1      | 3.8388 | 7        | LT2      | 3.9384  |
| 8        | PV1      | 3.7592 | 8        | PV1      | 3.7570 | 8        | LT1      | 3.8388  |
| 9        | LT6      | 3.6675 | 9        | LT6      | 3.6718 | 9        | LT6      | 3.6718  |
| 10       | D1       | 3.5241 | 10       | D1       | 3.5180 | 10       | D3       | 2.2811  |
| 11       | D2       | 3.1004 | 11       | D2       | 3.1008 | 11       | D2       | 1.9733  |
| 12       | G1       | -      | 12       | G1       | -      | 12       | D1       | 1.8545  |

### 4.3. Sistema IEEE de 39 nodos con alta penetración de renovables

La [Fig. 4.3](#) presenta el sistema IEEE de 39 nodos [\[39\]](#) que se emplea en este estudio de caso. Este modelo de red es una versión simplificada del sistema eléctrico de Nueva Inglaterra en EE. UU., el cual es utilizado frecuentemente en la literatura para validar algoritmos de análisis de estabilidad, análisis de contingencias, entre otros estudios. La red se encuentra compuesta por 19 cargas que consumen 6,096.0 [MW] de potencia activa y 1450.0 [MVar] de potencia reactiva, 13 transformadores, 33 líneas de transmisión y 10 plantas de generación. El sistema fue modificado para considerar una alta penetración de fuentes renovables de energía, tanto eólica como fotovoltaica. Los generadores G1 y G8 se reemplazan por plantas eólicas, mientras que los generadores G4, G5 y G7 son reemplazados por plantas fotovoltaicas. El nodo 31 corresponde al nodo slack. De manera similar al estudio anterior, las plantas generadoras cuentan con su propio transformador, por lo tanto, si el transformador sale de operación, el efecto será equivalente a perder el generador. Las características de los equipos conectados a los nodos y de los elementos de transmisión se encuentran en el [Anexo B](#), en la [Tabla B.1](#) y [Tabla B.2](#), respectivamente.

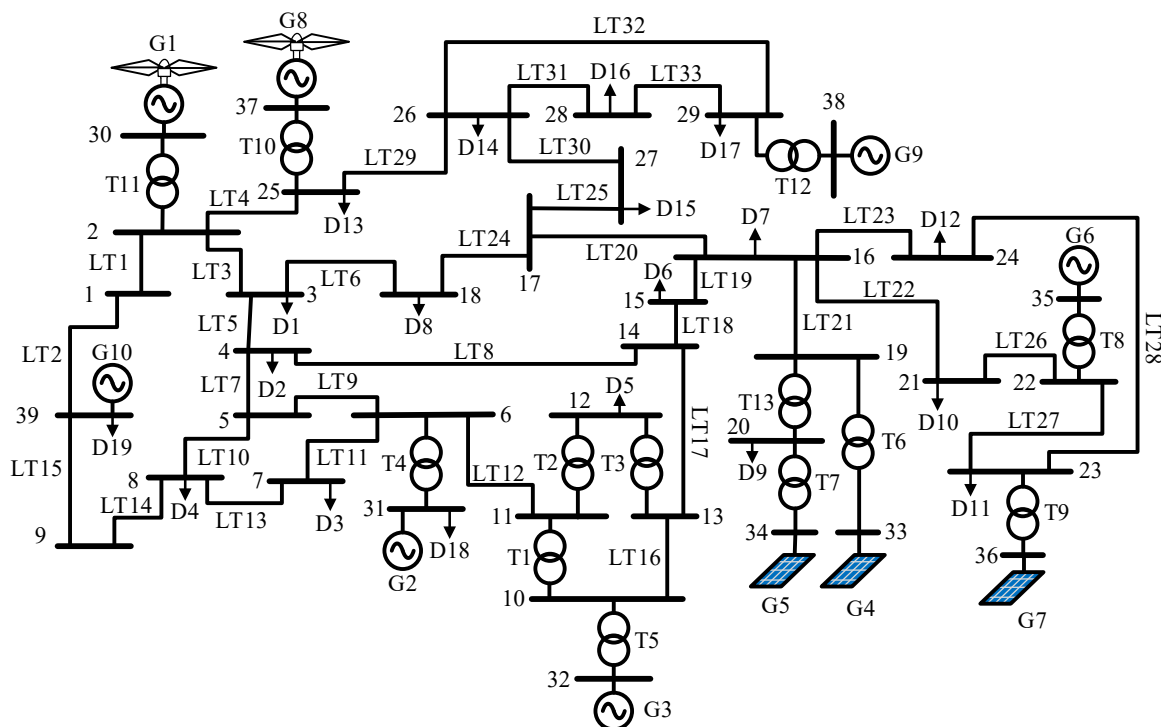


Fig. 4.3. Sistema IEEE de 39 nodos modificado [39].

Tabla 4.8. Flujos de potencia en estado estacionario

| Nodo envío | Nodo recepción | $P$ [MW] | $Q$ [MVAR] | Nodo envío | Nodo recepción | $P$ [MW] | $Q$ [MVAR] |
|------------|----------------|----------|------------|------------|----------------|----------|------------|
| 1          | 2              | -123.589 | -78.4417   | 16         | 24             | -0.4269  | -86.9911   |
| 1          | 39             | 123.589  | 78.4417    | 17         | 18             | 2.1213   | 12.9067    |
| 2          | 3              | 363.990  | 7.7316     | 17         | 27             | 0.1786   | -121.3617  |
| 2          | 25             | -238.047 | 63.5945    | 21         | 22             | -6.0473  | -29.2654   |
| 3          | 4              | 94.294   | 104.8580   | 22         | 23             | 0.4266   | 21.0944    |
| 3          | 18             | -53.814  | -58.2222   | 23         | 24             | 3.5376   | -63.4152   |
| 4          | 5              | -134.750 | 18.5628    | 25         | 26             | 0.7247   | -135.2996  |
| 4          | 14             | -271.250 | -53.5528   | 26         | 27             | 2.6416   | 75.1753    |
| 5          | 6              | -452.649 | 4.0590     | 26         | 28             | -1.4103  | -51.7549   |
| 5          | 8              | 317.756  | 41.0718    | 26         | 29             | -1.8995  | -56.0617   |
| 6          | 7              | 420.168  | 61.6995    | 28         | 29             | -3.4780  | 100.2839   |
| 6          | 11             | -364.033 | -22.4961   | 12         | 11             | 0.0066   | -24.9104   |
| 7          | 8              | 186.151  | -13.8304   | 12         | 13             | -0.0705  | -33.5667   |
| 8          | 9              | -19.0015 | -113.2836  | 6          | 31             | -4.7586  | 252.1280   |
| 9          | 39             | -19.1259 | -32.8714   | 10         | 32             | -6.0748  | 351.5521   |
| 10         | 11             | 367.254  | 57.5523    | 19         | 33             | -5.6273  | 549.3574   |
| 10         | 13             | 284.7136 | -27.5157   | 20         | 34             | -4.9867  | -25.7375   |
| 13         | 14             | 276.747  | -64.1956   | 22         | 35             | -6.3415  | 157.0639   |
| 14         | 15             | 4.2893   | -66.4223   | 23         | 36             | -5.5798  | 45.5802    |
| 15         | 16             | -315.722 | -139.1053  | 25         | 37             | -5.2203  | 300.9171   |
| 16         | 17             | 230.402  | -133.8680  | 2          | 30             | -2.4390  | 160.3947   |
| 16         | 19             | -503.440 | 36.2258    | 29         | 38             | -7.9534  | 457.9304   |
| 16         | 21             | -329.926 | 41.8022    | 19         | 20             | 1.3900   | 490.3535   |

La **Tabla 4.8** muestra el estado estacionario precontingencia de la red eléctrica obtenido mediante el método de flujos de potencia convencionales. En este estudio se emplean únicamente los Métodos 2 y 3 para el análisis, dado que los Métodos 1 y 2 siempre son consistentes entre sí. Considerando que las plantas renovables no tienen reparto de potencia, las 15 contingencias más críticas para estas condiciones de operación se presentan en la **Tabla 4.9**. Se observa, que los Métodos 2 y 3 identifican que la línea de transmisión LT21, conectada entre los nodos 16 y 19, es la más severa. Esto sucede porque esta contingencia provoca la salida de los generadores G4 y G5, causando una pérdida de 1,140.0 [MW] de potencia activa. Con el Método 3, se observa que los generadores G2, G9 y G3, que corresponden a generadores convencionales, su salida tiene un impacto importante en el sistema al ser los que pueden mitigar los desbalances en la red, es decir, cumplen con el reparto de potencia. Las plantas renovables, G8 que es eólica, G4 y G5 que son fotovoltaicas, toman los lugares no. 10, 12 y 13 en esta clasificación, cuya severidad no tan alta se explica por la potencia que inyectan al sistema en precontingencia. Notablemente, la mayor demanda de la red es D9 que consume 628 [MW], y su salida provocó un desajuste importante en los flujos de potencia postcontingencia, ocupando una posición importante en la clasificación (no. 5), por encima de varios generadores. En este caso, la contingencia más crítica para el sistema fue LT21 por la que fluían 503.44 [MW] en estado estacionario precontingencia.

**Tabla 4.9.** Contingencias con plantas renovables sin reparto de potencia.

| Método 2 |          |          | Método 3 |          |          |
|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Clasif.  | Elemento | OPI      | Clasif.  | Elemento | OPI      |
| 1        | LT21     | 356.6656 | 1        | LT21     | 356.6656 |
| 2        | G9       | 30.1024  | 2        | G2 / D18 | 29.9810  |
| 3        | D9       | 27.6146  | 3        | LT26     | 26.7190  |
| 4        | LT26     | 26.7190  | 4        | G9       | 26.5140  |
| 5        | G4       | 22.5544  | 5        | D9       | 23.4046  |
| 6        | G3       | 22.0192  | 6        | LT19     | 21.7104  |
| 7        | G8       | 22.0122  | 7        | G3       | 21.4162  |
| 8        | LT19     | 21.7104  | 8        | LT28     | 21.2699  |
| 9        | G5       | 21.3545  | 9        | LT11     | 21.1319  |
| 10       | LT28     | 21.2699  | 10       | G8       | 20.9415  |
| 11       | LT11     | 21.1319  | 11       | LT12     | 20.8566  |
| 12       | G7       | 20.9502  | 12       | G4       | 20.5733  |
| 13       | LT12     | 20.8566  | 13       | G5       | 20.5554  |
| 14       | D17      | 20.6679  | 14       | G6       | 20.3938  |
| 15       | D11      | 20.3472  | 15       | LT17     | 20.2329  |

Por último, la **Tabla 4.10** muestra las 15 contingencias ordenadas por el índice de severidad OPI con las plantas renovables participando en el reparto de potencia. Como era de esperarse, el Método 2 sigue manteniendo la misma clasificación que en la **Tabla 4.9**. Mientras que con el Método 3, la clasificación de las contingencias cambia. Ahora se observa como los generadores G2, G9, G3, G8 se encuentran entre las posiciones no. 3 a la no. 6. El generador G2, al producir mayor potencia en precontingencia, afecta en mayor medida al sistema, continuando con G9 y G3 que son las plantas que tienen una mayor inyección de potencia y finalizando con G8 que corresponde a una planta eólica. No obstante, la mayor diferencia que se presenta entre ambas clasificaciones con el Método 3 (plantas renovables sin y con reparto de potencia) corresponde a la salida de la demanda D9. Mientras que en la **Tabla 4.9** aparece en el lugar no. 5 de la clasificación, al aplicar un reparto de potencia en las plantas renovables, aparece en el lugar no. 12 de la clasificación, ver **Tabla 4.10**. Es decir, cuando todas las plantas participan en el reparto de potencia, la salida de grandes cargas, como la D9, afecta en menor medida al sistema. En este escenario, al igual que en el previo, la salida de la línea LT21 se mantuvo como la contingencia más crítica.

**Tabla 4.10.** Contingencias con plantas renovables con reparto de potencia.

| Método 2 |          |          | Método 3 |          |          |
|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Clasif.  | Elemento | OPI      | Clasif.  | Elemento | OPI      |
| 1        | LT21     | 356.6656 | 1        | LT21     | 356.6656 |
| 2        | G9       | 30.1024  | 2        | LT26     | 26.7190  |
| 3        | D9       | 27.6146  | 3        | G2 / D18 | 25.3465  |
| 4        | LT26     | 26.7190  | 4        | G9       | 25.2989  |
| 5        | G4       | 22.5544  | 5        | G3       | 23.2421  |
| 6        | G6       | 22.0192  | 6        | G8       | 21.9330  |
| 7        | G8       | 22.0122  | 7        | LT19     | 21.7104  |
| 8        | LT19     | 21.7104  | 8        | LT28     | 21.2699  |
| 9        | G5       | 21.3545  | 9        | LT11     | 21.1319  |
| 10       | LT28     | 21.2699  | 10       | LT12     | 20.8566  |
| 11       | LT11     | 21.1319  | 11       | G5       | 20.5689  |
| 12       | G7       | 20.9502  | 12       | D9       | 20.3540  |
| 13       | LT12     | 20.8566  | 13       | LT17     | 20.2329  |
| 14       | D17      | 20.6679  | 14       | LT3      | 20.1992  |
| 15       | D11      | 20.3472  | 15       | LT30     | 20.1641  |



# Capítulo 5

## Conclusiones y trabajos futuros

### 5.1. Conclusiones

Como se ha discutido durante este trabajo, el desarrollo de estrategias para mantener la seguridad de las redes eléctricas, así como la tendencia por integrar plantas renovables, son tareas en constante evolución. Este panorama se aborda de forma general durante el **Capítulo 1**, exponiendo las problemáticas típicas a las que se enfrentan las redes y que pudiesen provocar una pérdida parcial o total del sistema, tales como desastres naturales, fallas técnicas impredecibles o errores por parte de los operadores. Adicionalmente, se presentan las plantas renovables principalmente eólica y fotovoltaica, como una alternativa en la producción de energía ante la problemática de la escasez de combustibles fósiles y problemas, ambientales como emisiones de CO<sub>2</sub>. Sin embargo, los retos que conllevan para los SEP, como la disminución de inercia y su participación en el reparto de potencia, la inyección de armónicos o la intermitencia en la producción de energía, son problemas que pueden comprometer la operación de la red eléctrica.

En el **Capítulo 2** se presentó el modelado de los elementos que componen un sistema de potencia, poniendo mayor énfasis en las plantas de generación convencionales y renovables. Estos modelos de inyección de potencia fueron expresados en términos de cambios de frecuencia. Estos modelos fueron útiles para analizar contingencias, salidas de cargas o generadores, que pueden impactar de forma significativa el estado postcontingencia de la red. Los métodos implementados para el análisis de contingencias se presentaron de forma detallada en el **Capítulo 3**: Método 1 – análisis con flujos de potencia convencionales, Método 2 – análisis con factores de sensibilidad lineal, y Método 3 – análisis con factores de sensibilidad lineal y reparto de potencia. Estos métodos permitieron evaluar la salida de elementos que puede darse en una red eléctrica, facilitando clasificar las contingencias mediante índices de severidad de sobrecarga, desde las más severa hasta la menos riesgosa.

Sin embargo, los Métodos 1 y 2, no consideran el reparto de potencia (producto de la participación de los generadores en la regulación de frecuencia), además de que no pueden evaluar la salida de operación del generador slack. Por esta razón, el Método 3 resultó ser el más viable. Con este método fue posible considerar el reparto de potencia entre los generadores que permanecen conectados después de la contingencia, cuya operación es más realista respecto de lo que ocurre en la operación en tiempo real en las redes eléctricas.

En el **Capítulo 4** se presentaron los resultados obtenidos al aplicar los tres Métodos implementados. En el primer estudio de caso, se utilizó el sistema WSCC de 9 nodos para validar numérica y conceptualmente las herramientas desarrollada en esta tesis. Inicialmente, solo fueron contempladas plantas de generación convencionales, observándose diferencias considerables en la clasificación de las contingencias (salida de los generadores) en el Método 3 respecto de los Métodos 1 y 2, debido a la consideración del reparto de potencia. Con el Método 3, se detectó que se prioriza en mayor medida aquellas contingencias en las que se involucra la pérdida de generadores, lo que es razonable porque son los responsables de producir la energía y los únicos que participan en el reparto de potencia, cambiando con ello significativamente los flujos de potencia postcontingencia. No obstante, esto no significa que todos los generadores siempre vayan a representar una contingencia severa en todas las redes eléctricas. Esto se demostró durante la segunda parte de este caso de estudio en el cual se usó una planta fotovoltaica y se mostraron sus efectos al considerarla sin y con reparto de potencia. En el segundo estudio de caso, en el cual se utilizó la red de prueba del IEEE de 39 nodos, se evaluó el impacto de incluir plantas renovables, tanto eólica como fotovoltaica, sobre la clasificación de las contingencias. Se analizó su impacto en la red considerando a las plantas renovables sin y con reparto de potencia, mostrando que la clasificación cambió de forma importante. En ambos casos estudiados, se logró comprobar la efectividad de la herramienta desarrollada para el análisis de contingencias. Se presume que el Método 3, al basarse en factores de sensibilidad lineal, proporciona una respuesta rápida comparado con el Método 1 que emplea el algoritmo clásico de flujos de potencia convencionales. Además, se corroboró que el Método 3 brinda una clasificación de contingencias más rigurosa y apegada a la realidad que permite considerar de manera efectiva las consecuencias provocadas por la salida de cargas y generadores, así como de líneas de transmisión.



## 5.2. Trabajos futuros

El trabajo desarrollado en esta tesis se realizó con el objetivo de evaluar las contingencias que llegan a presentarse en las redes eléctricas. A continuación, se proponen los siguientes trabajos futuros que podrían complementar los métodos realizados.

- Extender el Método 3 desarrollado para considerar la potencia máxima que pueden entregar las plantas de generación a la red ante las contingencias.
- Implementar modelos que incluyan la incertidumbre generada a partir de las plantas renovables a partir de modelos probabilísticos.
- Agregar otro tipo fuentes de energía, como sistemas de almacenamiento, para evaluar su impacto en la red eléctrica y en los análisis de contingencias.

## Referencias

- [1] A. Atputharajah and T. K. Saha, “Power system blackouts - literature review,” in *2009 International Conference on Industrial and Information Systems (ICIIS)*, Peradeniya, Sri Lanka: IEEE, Dec. 2009, pp. 460–465. doi: 10.1109/ICIINFS.2009.5429818.
- [2] N. Sharma, A. Acharya, I. Jacob, S. Yamujala, V. Gupta, and R. Bhakar, “Major Blackouts of the Decade: Underlying Causes, Recommendations and Arising Challenges,” in *2021 9th IEEE International Conference on Power Systems (ICPS)*, Kharagpur, India: IEEE, Dec. 2021, pp. 1–6. doi: 10.1109/ICPS52420.2021.9670166.
- [3] M. Banafer and M. Biswal, “Investigation of Power System Cascading Failure and the Causes,” in *2018 2nd International Conference on Power, Energy and Environment: Towards Smart Technology (ICEPE)*, Shillong, India: IEEE, Jun. 2018, pp. 1–5. doi: 10.1109/EPETSG.2018.8658525.
- [4] F. Capitanescu, “Are We Prepared Against Blackouts During the Energy Transition?: Probabilistic Risk-Based Decision Making Encompassing Jointly Security and Resilience,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 21, no. 3, pp. 77–86, May 2023, doi: 10.1109/MPE.2023.3247053.
- [5] Vaiman *et al.*, “Risk Assessment of Cascading Outages: Methodologies and Challenges,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 2, pp. 631–641, May 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2011.2177868.
- [6] K. Venkatanagaraju, M. Rakesh, B. C. Yenugu, P. P. Sharma, K. Andanapalli, and M. Biswal, “Major Power System Blackouts: A Survey,” in *2024 10th International Conference on Electrical Energy Systems (ICEES)*, Chennai, India: IEEE, Aug. 2024, pp. 1–6. doi: 10.1109/ICEES61253.2024.10776859.
- [7] C. N. de C. de Energía, “CENACE informa sobre las interrupciones del servicio eléctrico a usuarios y el restablecimiento en el norte del país por frente frío No. 35.” [Online]. Available: <http://www.gob.mx/cenace/prensa/cenace-informa-sobre-las-interrupciones-del-servicio-electrico-a-usuarios-y-el-restablecimiento-en-el-norte-del-pais-por-frente-frio-no-35-265388?idiom=es>

- 
- [8] Robert Picheta, “¿Qué causó el apagón en España y Portugal? Esto es lo que sabemos,” *CNN*, Apr. 29, 2025.
- [9] Sara Aagasen, “El gobierno detalla que los fallos que provocaron el gran apagón se produjeron en Granada, Badajoz y Sevilla,” *SER*.
- [10] K. M. J. Rahman, M. M. Munnee, and S. Khan, “Largest blackouts around the world: Trends and data analyses,” in *2016 IEEE International WIE Conference on Electrical and Computer Engineering (WIECON-ECE)*, Pune, India: IEEE, Dec. 2016, pp. 155–159. doi: 10.1109/WIECON-ECE.2016.8009108.
- [11] A. Kumar, Y. R. Sood, and A. Maheshwari, “Enhancing Power System Resilience: A Contingency-Based Approach for Integrating Renewable Energy Sources,” in *2023 Second IEEE International Conference on Measurement, Instrumentation, Control and Automation (ICMICA)*, Kurukshetra, India: IEEE, May 2024, pp. 1–6. doi: 10.1109/ICMICA61068.2024.10732463.
- [12] Md. S. Alam, F. S. Al-Ismail, A. Salem, and M. A. Abido, “High-Level Penetration of Renewable Energy Sources Into Grid Utility: Challenges and Solutions,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 190277–190299, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3031481.
- [13] H. Su *et al.*, “A systematic method for the analysis of energy supply reliability in complex Integrated Energy Systems considering uncertainties of renewable energies, demands and operations,” *J Clean Prod*, vol. 267, p. 122117, Sep. 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.122117.
- [14] U. Akram, R. Shah, and N. Mithulananthan, “Hybrid energy storage system for frequency regulation in microgrids with source and load uncertainties,” *IET Generation Trans & Dist*, vol. 13, no. 22, pp. 5048–5057, Nov. 2019, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.7064.
- [15] M. H. Athari and Z. Wang, “Modeling the uncertainties in renewable generation and smart grid loads for the study of the grid vulnerability,” in *2016 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, Minneapolis, MN, USA: IEEE, Sep. 2016, pp. 1–5. doi: 10.1109/ISGT.2016.7781265.
- [16] Y. Cao, Y. Liu, D. Zhang, W. Wang, and Z. Chen, “Wind power ultra-short-term forecasting method combined with pattern-matching and ARMA-model,” in *2013*

- IEEE Grenoble Conference*, Grenoble, France: IEEE, Jun. 2013, pp. 1–4. doi: 10.1109/PTC.2013.6652257.
- [17] M. Hajiakbari Fini and M. E. Hamedani Golshan, “Frequency control using loads and generators capacity in power systems with a high penetration of renewables,” *Electric Power Systems Research*, vol. 166, pp. 43–51, Jan. 2019, doi: 10.1016/j.epsr.2018.09.010.
- [18] M. H. Khooban, T. Niknam, F. Blaabjerg, and T. Dragičević, “A new load frequency control strategy for micro-grids with considering electrical vehicles,” *Electric Power Systems Research*, vol. 143, pp. 585–598, Feb. 2017, doi: 10.1016/j.epsr.2016.10.057.
- [19] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, and G. B. Sheblé, *Power generation, operation, and control*, Third edition. Hoboken, New Jersey: Wiley-IEEE, 2013.
- [20] O. I. Elgerd, *Electric energy systems theory: an introduction*, 2nd ed. in McGraw-Hill series in electrical engineering. New York: McGraw-Hill, 1982.
- [21] Z. G. Todd, “A Probability Method for Transmission and Distribution Outage Calculations,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 83, no. 7, pp. 695–701, Jul. 1964, doi: 10.1109/TPAS.1964.4766062.
- [22] C. F. DeSieno and L. L. Stine, “A Probability Method for Determining the Reliability of Electric Power Systems,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 83, no. 2, pp. 174–181, Feb. 1964, doi: 10.1109/TPAS.1964.4765983.
- [23] S. D. Guikema, R. A. Davidson, and H. Liu, “Statistical Models of the Effects of Tree Trimming on Power System Outages,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, no. 3, pp. 1549–1557, Jul. 2006, doi: 10.1109/TPWRD.2005.860238.
- [24] O. Ceylan, H. Dag, and A. Ozdemir, “Parallel contingency analysis using differential evolution based solution for branch outage problem,” in *2009 Fifth International Conference on Soft Computing, Computing with Words and Perceptions in System Analysis, Decision and Control*, IEEE, Sep. 2009, pp. 1–4. doi: 10.1109/ICSCCW.2009.5379418.
- [25] P. S. V Prabhakar, R. Krishan, and D. R. Pullaguram, “Static Security Assessment of Large Power Systems Under N-1-1 Contingency,” in *2022 22nd National Power*

- Systems Conference (NPSC)*, IEEE, Dec. 2022, pp. 35–40. doi: 10.1109/NPSC57038.2022.10069705.
- [26] Hui Ren and I. Dobson, “Using Transmission Line Outage Data to Estimate Cascading Failure Propagation in an Electric Power System,” *IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Express Briefs*, vol. 55, no. 9, pp. 927–931, Sep. 2008, doi: 10.1109/TCSII.2008.924365.
- [27] H. Saadat, *Power system analysis*, 3rd ed. United States: PSA Pub, 2010.
- [28] G. Álvarez-Romero, L. M. Castro, and P. Roncero-Sánchez, “Effective sensitivity-based method for N-1 contingency analysis of VSC-based MTDC power grids considering power generation droop speed controls,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 122, p. 106175, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106175.
- [29] W. Xiao, *Photovoltaic power system: modelling, design and control*. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, 2017.
- [30] L. M. Castro, C. Ramírez-Ramos, J. H. Sánchez, and D. Guillén, “On the modelling of DC microgrids for steady-state power flow studies,” *Electric Power Systems Research*, vol. 207, p. 107868, Jun. 2022, doi: 10.1016/j.epsr.2022.107868.
- [31] L. M. Castro, “On BESS Allocation in AC/DC Networks Using a Sensitivities-Based Loss Model Combined With Injection Shift Factors,” *IEEE Access*, vol. 12, pp. 77523–77535, 2024, doi: 10.1109/ACCESS.2024.3407099.
- [32] F. Kreith, *Principles of Sustainable Energy Systems, Second Edition*, 2nd ed. in Mechanical and Aerospace Engineering Series. Hoboken: CRC Press, 2013.
- [33] T. Burton, N. Jenkins, E. Bossanyi, D. Sharpe, and M. Graham, *Wind Energy Handbook*, Third. Chennai: Wiley, 2021.
- [34] J. J. Grainger and W. D. Stevenson, *Power system analysis*. in McGraw-Hill series in electrical and computer engineering Power and energy. New York, NY St. Louis San Francisco: McGraw-Hill, Inc, 1994.
- [35] E. Acha, C. R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Pérez, and Angeles-Camacho César, *FACTS: Modelling and Simulation in Power Networks*. Chichester: Wiley, 2005.



- 
- [36] A. Gómez-Exposito, A. J. Conejo, and C. Cañizares, *Electric energy systems: analysis and operation*. New York: CRC Press, 2009.
- [37] F. C. Schweppe, Ed., *Spot pricing of electricity*, no. SECS 46. in The Kluwer international series in engineering and computer science ; Power electronics & power systems. Boston: Kluwer Academic, 1988.
- [38] P. M. Anderson and A. A. Fouad, *Power System Control and Stability*, Second edition. IEEE Press. Power Engineering Series, 2003.
- [39] M. A. Pai, *Energy Function Analysis for Power System Stability*. Boston, MA: Springer US, 1989. doi: 10.1007/978-1-4613-1635-0.
- [40] A. Arroyo Serrano, “Modelado de sistemas de almacenamiento con baterías (BESS) para estudios de flujos de potencia multiperiodo,” Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México, 2023. [Online]. Available: <http://132.248.9.195/ptd2023/febrero/0835762/Index.html>

## Anexos

### A. Límites de potencia reactiva.

En cada iteración del método de Newton-Raphson, no es necesario resolver (2.25) en los nodos tipo PV. Es decir, no se calcula la potencia reactiva porque se considera que  $Q_{gk}$  está dentro los límites de potencia reactiva del generador ( $Q_{gk}^{max}$ ,  $Q_{gk}^{min}$ ), ver (A.1) [35].

$$Q_{gk}^{min} < Q_{gk} < Q_{gk}^{max} \quad (A.1)$$

En caso de que se viole alguno de los límites en alguna iteración, como aparece en (A.2), el nodo tipo PV se considera como un nuevo nodo PQ [18].

$$\left. \begin{array}{l} Q_k^{cal} \leq Q_{gk}^{min} \\ Q_k^{cal} \geq Q_{gk}^{max} \end{array} \right\} \quad (A.2)$$

A partir de (A.2) se puede generar la ecuación de desajuste del nodo PV que violó el límite de potencia reactiva. Según sea el caso, se utiliza  $Q_g^{min}$  o  $Q_g^{max}$ , lo cual nos permite variar la magnitud de voltaje en el nodo PV (ahora tipo PQ), y a su vez fijar la potencia reactiva, como se observa en (A.3) [35]. Es decir, en (A.3) se tiene una ecuación de desajuste para las magnitudes de voltaje, la cual se aplica en los nodos tipo PV en cada iteración. Y cuando un límite se viola, sea el máximo o mínimo, la ecuación de desajuste de voltaje se reemplaza por la ecuación de desajuste de potencia reactiva correspondiente [40].

$$\left. \begin{array}{l} \Delta V = V_k - V_k^{ref} \\ \Delta Q_k = Q_{gk}^{max} - Q_{dk} - Q_k^{cal} \\ \Delta Q_k = Q_{gk}^{min} - Q_{dk} - Q_k^{cal} \end{array} \right\} \quad (A.3)$$

## B. Parámetros del sistema IEEE de 39 nodos

**Tabla B.1.** Parámetros de los equipos conectados a los nodos para el sistema de 39 nodos.

| Bus | $V$ [pu] | Ángulo [°] | $P_g$ [pu] | $D$<br>[pu/Hz] | $R$<br>[Hz/pu] | $Q_g$ [pu] | $P_d$ [pu] | $Q_d$ [pu] |
|-----|----------|------------|------------|----------------|----------------|------------|------------|------------|
| 1   | 1.0692   | -7.1332    | 0          | 0              | 0              | 0          | 0          | 0          |
| 2   | 1.0737   | -4.5947    | 0          | 0              | 0              | 0          | 0          | 0          |
| 3   | 1.0653   | -7.3246    | 0          | 0              | 0              | 0          | 3.22       | 0.024      |
| 4   | 1.0383   | -8.2775    | 0          | 0              | 0              | 0          | 5          | 1.84       |
| 5   | 1.0354   | -7.3441    | 0          | 0              | 0              | 0          | 0          | 0          |
| 6   | 1.0361   | -6.7146    | 0          | 0              | 0              | 0          | 0          | 0          |
| 7   | 1.0278   | -8.7711    | 0          | 0              | 0              | 0          | 2.33       | 0.84       |
| 8   | 1.0273   | -9.2370    | 0          | 0              | 0              | 0          | 5.22       | 1.76       |
| 9   | 1.0536   | -8.9609    | 0          | 0              | 0              | 0          | 0          | 0          |
| 10  | 1.0436   | -4.3091    | 0          | 0              | 0              | 0          | 0          | 0          |
| 11  | 1.0396   | -5.1293    | 0          | 0              | 0              | 0          | 0          | 0          |
| 12  | 1.0290   | -5.0925    | 0          | 0              | 0              | 0          | 0.075      | 0.88       |
| 13  | 1.0433   | -4.9575    | 0          | 0              | 0              | 0          | 0          | 0          |
| 14  | 1.0457   | -6.4470    | 0          | 0              | 0              | 0          | 0          | 0          |
| 15  | 1.0511   | -6.5203    | 0          | 0              | 0              | 0          | 3.2        | 1.53       |
| 16  | 1.0649   | -5.0564    | 0          | 0              | 0              | 0          | 3.29       | 0.323      |
| 17  | 1.0735   | -6.1258    | 0          | 0              | 0              | 0          | 0          | 0          |
| 18  | 1.0701   | -6.9836    | 0          | 0              | 0              | 0          | 1.58       | 0.3        |
| 19  | 1.0636   | -0.0267    | 0          | 0              | 0              | 0          | 0          | 0          |
| 20  | 0.9992   | -0.8758    | 0          | 0              | 0              | 0          | 6.28       | 1.03       |
| 21  | 1.0593   | -2.7647    | 0          | 0              | 0              | 0          | 2.74       | 1.15       |
| 22  | 1.0669   | 1.5313     | 0          | 0              | 0              | 0          | 0          | 0          |
| 23  | 1.0629   | 1.3371     | 0          | 0              | 0              | 0          | 2.475      | 0.846      |
| 24  | 1.0694   | -4.9416    | 0          | 0              | 0              | 0          | 3.086      | -0.922     |
| 25  | 1.0831   | -3.3086    | 0          | 0              | 0              | 0          | 2.24       | 0.472      |
| 26  | 1.1036   | -4.5460    | 0          | 0              | 0              | 0          | 1.39       | 0.17       |
| 27  | 1.0869   | -6.3313    | 0          | 0              | 0              | 0          | 2.81       | 0.755      |
| 28  | 1.0923   | -1.2784    | 0          | 0              | 0              | 0          | 2.06       | 0.276      |
| 29  | 1.0799   | 1.3618     | 0          | 0              | 0              | 0          | 2.835      | 0.269      |
| 30  | 1.0475   | -2.3453    | 2.5        | 0.1            | 0.06           | 0          | 0          | 0          |
| 31  | 0.982    | 0          | 0          | 0.1            | 0.06           | 0          | 0.092      | 0.46       |
| 32  | 0.9831   | 2.4922     | 6.5        | 0.1            | 0.06           | 0          | 0          | 0          |
| 33  | 0.9971   | 4.5027     | 6.32       | 0.1            | 0.06           | 0          | 0          | 0          |
| 34  | 1.0123   | 4.2021     | 5.08       | 0.1            | 0.06           | 0          | 0          | 0          |
| 35  | 1.0493   | 6.1775     | 6.5        | 0.1            | 0.06           | 0          | 0          | 0          |
| 36  | 1.0635   | 9.0649     | 5.6        | 0.1            | 0.06           | 0          | 0          | 0          |
| 37  | 1.0278   | 3.0308     | 5.4        | 0.1            | 0.06           | 0          | 0          | 0          |
| 38  | 1.0265   | 7.9787     | 8.3        | 0.1            | 0.06           | 0          | 0          | 0          |
| 39  | 1.03     | -8.6555    | 10         | 0.1            | 0.06           | 0          | 11.04      | 2.5        |

**Tabla B.2.** Parámetros de elementos de transmisión para el sistema de 39 nodos.

| Nodo de envío | Nodo de recepción | $r$ [pu] | $x$ [pu] | $g_{sh}$ [pu] | $b_{sh}$ [pu] | $P_{max}$ [pu] |
|---------------|-------------------|----------|----------|---------------|---------------|----------------|
| 1             | 2                 | 0.0035   | 0.0411   | 0             | 0.6987        | 4.5            |
| 1             | 39                | 0.001    | 0.025    | 0             | 0.75          | 4.5            |
| 2             | 3                 | 0.0013   | 0.0151   | 0             | 0.2572        | 4              |
| 2             | 25                | 0.007    | 0.0086   | 0             | 0.146         | 4              |
| 3             | 4                 | 0.0013   | 0.0213   | 0             | 0.2214        | 3              |
| 3             | 18                | 0.0011   | 0.0133   | 0             | 0.2138        | 4              |
| 4             | 5                 | 0.0008   | 0.0128   | 0             | 0.1342        | 4              |
| 4             | 14                | 0.0008   | 0.0129   | 0             | 0.1382        | 4.5            |
| 5             | 6                 | 0.0002   | 0.0026   | 0             | 0.0434        | 5.5            |
| 5             | 8                 | 0.0008   | 0.0112   | 0             | 0.1476        | 4              |
| 6             | 7                 | 0.0006   | 0.0092   | 0             | 0.1130        | 5              |
| 6             | 11                | 0.0007   | 0.0082   | 0             | 0.1389        | 5              |
| 7             | 8                 | 0.0004   | 0.0046   | 0             | 0.0780        | 4              |
| 8             | 9                 | 0.0023   | 0.0363   | 0             | 0.3804        | 4              |
| 9             | 39                | 0.001    | 0.025    | 0             | 1.20          | 4.5            |
| 10            | 11                | 0.0004   | 0.0043   | 0             | 0.0729        | 5              |
| 10            | 13                | 0.0004   | 0.0043   | 0             | 0.0729        | 4.5            |
| 13            | 14                | 0.0009   | 0.0101   | 0             | 0.1723        | 4              |
| 14            | 15                | 0.0018   | 0.0217   | 0             | 0.366         | 4              |
| 15            | 16                | 0.0009   | 0.0094   | 0             | 0.171         | 4              |
| 16            | 17                | 0.0007   | 0.0089   | 0             | 0.1342        | 4              |
| 16            | 19                | 0.0016   | 0.0195   | 0             | 0.304         | 4              |
| 16            | 21                | 0.0008   | 0.0135   | 0             | 0.2548        | 4              |
| 16            | 24                | 0.0003   | 0.0059   | 0             | 0.068         | 4              |
| 17            | 18                | 0.0007   | 0.0082   | 0             | 0.1319        | 4              |
| 17            | 27                | 0.0013   | 0.0173   | 0             | 0.3216        | 4              |
| 21            | 22                | 0.0008   | 0.014    | 0             | 0.2565        | 6              |
| 22            | 23                | 0.0006   | 0.0096   | 0             | 0.1846        | 4              |
| 23            | 24                | 0.0022   | 0.035    | 0             | 0.361         | 4              |
| 25            | 26                | 0.0032   | 0.0323   | 0             | 0.513         | 4              |
| 26            | 27                | 0.0014   | 0.0147   | 0             | 0.2396        | 4              |
| 26            | 28                | 0.0043   | 0.0474   | 0             | 0.7802        | 4              |
| 26            | 29                | 0.0057   | 0.0625   | 0             | 1.029         | 4              |
| 28            | 29                | 0.0014   | 0.0151   | 0             | 0.249         | 4.5            |
| 12            | 11                | 0.0016   | 0.0435   | 0             | 0             | 5              |
| 12            | 13                | 0.0016   | 0.0435   | 0             | 0             | 5              |
| 6             | 31                | 0        | 0.0250   | 0             | 0             | 6              |
| 10            | 32                | 0        | 0.0200   | 0             | 0             | 7              |
| 19            | 33                | 0.0007   | 0.0142   | 0             | 0             | 6.5            |
| 20            | 34                | 0.0009   | 0.0180   | 0             | 0             | 6              |
| 22            | 35                | 0        | 0.0143   | 0             | 0             | 7.5            |
| 23            | 36                | 0.0005   | 0.0272   | 0             | 0             | 7              |
| 25            | 37                | 0.0006   | 0.0232   | 0             | 0             | 8.5            |
| 2             | 30                | 0        | 0.0181   | 0             | 0             | 4.5            |
| 29            | 38                | 0.0008   | 0.0156   | 0             | 0             | 8.5            |
| 19            | 20                | 0.0007   | 0.0138   | 0             | 0             | 6              |