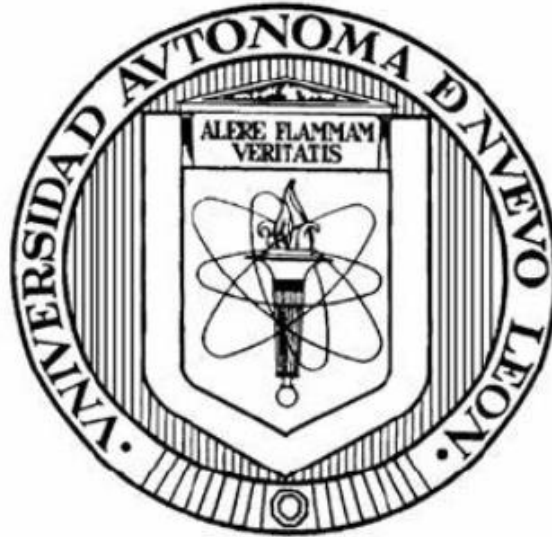


**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA**



**OPTIMIZACIÓN DE RESERVA RODANTE EN SEP CONSIDERANDO
PENETRACIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA**

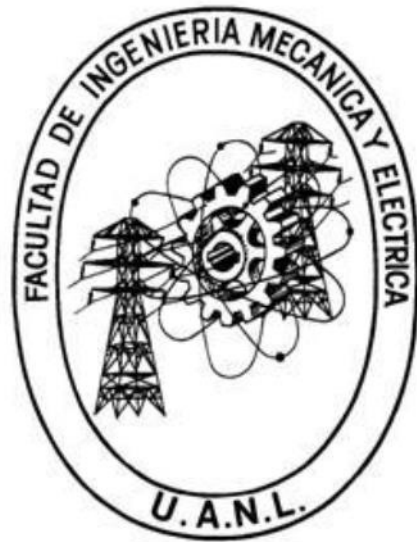
POR

INGRID ANAHÍ MONRREAL CASTRO

**COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA**

MAYO, 2018

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO



TESIS

**OPTIMIZACIÓN DE RESERVA RODANTE EN SEP CONSIDERANDO
PENETRACIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA**

POR

INGRID ANAHÍ MONRREAL CASTRO

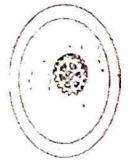
**COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA**

MAYO, 2018



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

Los miembros del Comité de Tesis recomendamos que la Tesis OPTIMIZACIÓN DE RESERVA RODANTE EN SEP CONSIDERANDO PENETRACIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA realizada por la alumna INGRID ANAHÍ MONRREAL CASTRO, con número de matrícula 1649882, sea aceptada para su defensa como opción al grado de Maestro en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica.

El Comité de Tesis

Dra. Gina María Idárraga Ospina
Director

Dr. Arturo Conde Enriquez
Revisor

M.C. Juan José Guerrero Garza
Revisor

Vo. Bp.

Dr. Simón Martínez Martínez
Subdirector de Estudios de Posgrado



San Nicolás de los Garza, Nuevo León, Agosto de 2018

Resumen

Publicación No. _____
Ingrid Anahí Monrreal Castro, M. C. en Ingeniería Eléctrica
Universidad Autónoma de Nuevo León

Profesor Asesor: Dra. Gina María Idárriga Ospina

La integración de las energías renovables a la red eléctrica ha revolucionado con el desarrollo de las mismas. Satisfacer el suministro de energía eléctrica al menor costo posible es un objetivo primordial de las empresas de generación eléctrica. En el presente trabajo se estudia el modelo de despacho económico considerando diferentes funciones objetivo, en las cuales se contempla el decremento del costo de la energía, los límites operativos de las unidades de generación térmicas y eólicas para asegurar que funcionen bajo condiciones de seguridad.

Para desarrollar un despacho económico incluyendo generación eólica se requiere estimar la energía que suministrará el parque eólico en función de las velocidades de los vientos y las características de diseño del aerogenerador, a través del método Weibull se obtiene la distribución de los vientos para determinada región. Para sistemas a gran escala se recomienda realizar el despacho económico seccionando el sistema en pequeñas regiones, agrupando generación y carga para cada una de ellas, el estudio de despacho económico del sistema total se compondrá con los despachos realizados individualmente para cada área.

Minimizar el costo de generación de energía eléctrica es un objetivo importante, pero también debe estudiarse si los flujos eléctricos se satisfacen con el despacho económico propuesto. De lo contrario deberá realizarse un nuevo estudio de despacho económico. En el presente trabajo se realizó un programa en Matlab utilizando el método Newton-Raphson el cual permite conocer los flujos eléctricos del sistema, es un método iterativo el cual encuentra la convergencia cuando el error máximo es 1×10^{-4} , el programa puede adaptarse a cualquier escala siempre y cuando se respete el orden de los datos y los nombres de las matrices de datos de generadores, líneas de transmisión y la carga instalada, los cálculos se realizan en por unidad.

Cuando se conocen los flujos de energía es posible aplicar la ecuación de pérdidas de energía en los enlaces de transmisión.

Los métodos descritos anteriormente fueron aplicados a los sistemas de prueba de 9 nodos y 118 nodos de la IEEE.

También se realizó un estudio de flujos de potencia óptimos, a través de un programa en Matlab aplicando el método punto interior, la función objetivo es minimizar los costos de energía y las pérdidas en las líneas de transmisión, en un mismo programa, se aplicó en el sistema de prueba de 9 nodos.

Índice general

Resumen	3
1. Introducción	14
1.1. Motivación	14
1.2. Antecedentes	15
1.3. Objetivos	18
1.3.1. Objetivo general	18
1.3.2. Objetivos específicos	19
1.4. Alcances	19
1.5. Estructura de la tesis	19
2. Despacho económico	21
2.1. Introducción	21
2.2. Optimización de parámetros de igualdad	21
2.3. Optimización de parámetros con restricciones de desigualdad	26
2.4. Modelo de despacho económico incluyendo el sistema de conversión de energía eólica	27
2.5. Asignación de unidades	30
3. Caracterización de energía eólica	32
3.1. Introducción	32
3.2. Caracterización de la velocidad del viento	32
3.3. Sistema de conversión de energía eólica y función de densidad probabilística	36
4. Flujos de potencia óptimos considerando unidades de generación térmicas y eólicas	40
4.1. Introducción	40
4.2. Método Newton-Raphson	41
4.2.1. Descripción del método de Newton-Raphson aplicado a sistemas eléctricos de potencia	42
4.2.2. Cálculo de la matriz Jacobiana	47
4.2.3. Jacobiano de las ecuaciones de potencia activa en líneas de transmisión	48
4.3. Pérdidas de energía en líneas de transmisión	49

4.4. Método Punto Interior	50
4.4.1. Descripción del método punto interior primal-dual	51
4.4.2. Cálculo de la matriz Hessiana	56
5. Resultados	59
5.1. Introducción	59
5.2. Función de densidad probabilística Weibull	59
5.3. Sistema de prueba de 9 nodos	62
5.3.1. Método Punto Interior implementado en sistema de prueba de 9 nodos considerando generación térmica	62
5.3.2. Método Newton-Raphson implementado en sistema de prueba de 9 nodos considerando generación térmica	65
5.3.3. Despacho económico Método Punto Interior, Flujos de potencia Método Newton implementado en sistema de prueba de 9 nodos considerando generación térmica	68
5.3.4. Comparación de resultados en sistema de prueba de 9 nodos considerando generación térmica	69
5.4. Sistema de 9 nodos considerando generación térmica y eólica.	71
5.4.1. Método Punto Interior implementado en sistema de prueba de 9 nodos considerando generación térmica y eólica	71
5.4.2. Método Newton-Raphson implementado en sistema de prueba de 9 nodos considerando generación térmica y eólica	74
5.4.3. Comparación de resultados en sistema de prueba de 9 nodos considerando generación térmica y eólica	78
5.5. Sistema de prueba de 118 nodos	79
5.5.1. Método Newton-Raphson implementado en sistema de prueba de 118 nodos considerando generación térmica	79
5.5.2. Método Newton-Raphson implementado en sistema de prueba de 118 nodos, generación térmica y eólica en Zona 1	96
5.5.3. Método Newton-Raphson implementado en sistema de prueba de 118 nodos, generación térmica y eólica en Zona 2	108
5.5.4. Método Newton-Raphson implementado en sistema de prueba de 118 nodos, generación térmica y eólica en Zona 3	120
6. Conclusiones	135
6.1. Introducción	135
6.2. Conclusiones	135
6.3. Trabajo futuro	136
A. Datos del sistema eléctrico de 9 Nodos	138
A.1. Datos de los nodos	138
A.2. Datos de líneas de transmisión	138
A.3. Datos de los generadores Sección 1	138

B. Datos del sistema eléctrico de 118 Nodos	140
B.1. Datos de los nodos	140
B.2. Datos de líneas de transmisión	140
B.3. Datos de los generadores Sección 1	140
B.4. Datos de los generadores Sección 1	140
B.5. Datos de los generadores Sección 2	140
B.6. Datos de los generadores Sección 2	140
 Bibliografía	 153

Índice de figuras

2.1. Representación del sistema eléctrico de potencia	23
3.1. Vientos dominantes	33
3.2. Condiciones del viento alrededor del aspa en movimiento	36
3.3. Coeficiente de eficiencia de potencia, para un ángulo de aspas fijo como función de la relación de velocidad de punta	37
3.4. Curvas de potencia mecánica para varias velocidades del viento para turbinas eólicas de velocidad variable	38
4.1. Sistema eléctrico	44
4.2. Modelo de una línea de transmisión	49
5.1. Potencia de salida de un generador eólico.	60
5.2. Función de densidad probabilística Weibull	60
5.3. Función de densidad probabilística de un parque eólico	61
5.4. Pronostico de la potencia eólica	61
5.5. Costo de la energía eólica	62
5.6. Flujos de Potencia sistema de nueve nodos IPM	64
5.7. Sistema de prueba WSCC, 3-generadores térmicos, 9-nodos	65
5.8. Flujos de Potencia del sistema de 9 nodos método Newton-generación térmica	67
5.9. Flujos de Potencia sistema de 9 nodos Métodos IPM y Newton	70
5.10. Pérdidas de potencia en sistema de 9 nodos IPM y Newton	71
5.11. Sistema de prueba WSCC, 3-generadores térmicos, 50 generadores eólicos, 9 nodos	72
5.12. Sistema de prueba WSCC 9 nodos, parque eólico situado en nodo 2.	73
5.13. Sistema de prueba WSCC 9 nodos, parque eólico situado en nodo 3.	74
5.14. Sistema de prueba WSCC, 3-generadores térmicos, 50 generadores eólicos, 9 nodos	75
5.15. Sistema eléctrico de 118 nodos	81
5.16. Flujos de Potencia	92
5.17. Sistema eléctrico de 118 nodos con generación eólica en zona 1.	97
5.18. Parque eólico de 100 aerogeneradores	99
5.19. Flujos de Potencia	104
5.20. Sistema eléctrico de 118 nodos con generación eólica en zona 2	109
5.21. Parque eólico de 100 aerogeneradores	111

5.22. Flujos de Potencia	116
5.23. Sistema eléctrico de 118 nodos con generación eólica en Zona 3	121
5.24. Parque eólico de 100 aerogeneradores	123
5.25. Flujos de Potencia	128
5.26. Costos del sistema sistema eléctrico de 118 nodos	133
5.27. Flujos del sistema eléctrico de 118 nodos	133
5.28. Flujos del sistema eléctrico de 118 nodos	134

Índice de cuadros

2.1. Combinación de unidades	31
3.1. Escala de Beaufort	34
4.1. Tipos de nodos	43
5.1. Despacho económico del sistema de 9 nodos por el método Punto Interior	63
5.2. Despacho económico del sistema de 9 nodos por el método Punto Interior	63
5.3. Flujos de potencia del sistema de 9 Nodos	63
5.4. Pérdidas de energía en los enlaces del sistema de 9 Nodos Método Punto Interior	64
5.5. Asignación de unidades del sistema de 9 nodos	65
5.6. Datos del sistema	66
5.7. Flujos de potencia del sistema de 9 Nodos	66
5.8. Pérdidas de energía en los enlaces del sistema de 9 Nodos	67
5.9. Flujos de potencia del sistema de 9 Nodos	68
5.10. Pérdidas de energía en los enlaces del sistema de 9 Nodos Método Newton	68
5.11. Comparación de resultados en sistema de 9 Nodos	69
5.12. Comparación de flujos de potencia, sistema de de 9 Nodos	70
5.13. Asignación de unidades del sistema de 9 nodos	72
5.14. Asignación de unidades del sistema de 9 nodos incluyendo generación eólica en nodo 2.	73
5.15. Asignación de unidades del sistema de 9 nodos	74
5.16. Asignación de unidades del sistema de 9 nodos	75
5.17. Despacho económico	76
5.18. Flujos de potencia y pérdidas en los enlaces del sistema de 9 nodos .	76
5.19. Asignación de unidades del sistema de 9 nodos	76
5.20. Despacho económico	77
5.21. Flujos de potencia	77
5.22. Asignación de unidades del sistema de 9 nodos	77
5.23. Despacho económico	78
5.24. Conclusiones del sistema de 9 nodos método punto interior primal dual	78
5.25. Conclusiones del sistema de 9 nodos	79
5.26. Nodos de carga clasificados por zonas de operación	82
5.27. Nodos de generación clasificados por zonas de operación	83

5.28. Carga total del sistema por áreas	83
5.29. Asignación de unidades Zona 1	84
5.30. Asignación de unidades Zona 2	85
5.31. Asignación de unidades Zona 3	86
5.32. Despacho económico, sistema de 118 nodos	87
5.33. Resultados de flujos de potencia del sistema eléctrico de 118 nodos . .	88
5.34. Resultados de flujos de potencia del sistema eléctrico de 118 nodos . .	89
5.35. Resultados de flujos de potencia del sistema eléctrico de 118 nodos . .	90
5.36. Resultados de flujos de potencia del sistema eléctrico de 118 nodos . .	91
5.37. Pérdidas en líneas de transmisión del sistema eléctrico de 118 nodos .	93
5.38. Pérdidas en líneas de transmisión del sistema eléctrico de 118 nodos .	94
5.39. Pérdidas en líneas de transmisión del sistema eléctrico de 118 nodos .	95
5.40. Despacho económico, sistema de 118 nodos	98
5.41. Resultados de flujos de potencia del sistema eléctrico de 118 nodos . .	100
5.42. Resultados de flujos de potencia del sistema eléctrico de 118 nodos . .	101
5.43. Resultados de flujos de potencia del sistema eléctrico de 118 nodos . .	102
5.44. Resultados de flujos de potencia del sistema eléctrico de 118 nodos . .	103
5.45. Pérdidas en líneas de transmisión del sistema eléctrico de 118 nodos .	105
5.46. Pérdidas en líneas de transmisión del sistema eléctrico de 118 nodos .	106
5.47. Pérdidas en líneas de transmisión del sistema eléctrico de 118 nodos .	107
5.48. Despacho económico, sistema de 118 nodos	110
5.49. Resultados de flujos de potencia del sistema eléctrico de 118 nodos . .	112
5.50. Resultados de flujos de potencia del sistema eléctrico de 118 nodos . .	113
5.51. Resultados de flujos de potencia del sistema eléctrico de 118 nodos . .	114
5.52. Resultados de flujos de potencia del sistema eléctrico de 118 nodos . .	115
5.53. Pérdidas en líneas de transmisión del sistema eléctrico de 118 nodos .	117
5.54. Pérdidas en líneas de transmisión del sistema eléctrico de 118 nodos .	118
5.55. Pérdidas en líneas de transmisión del sistema eléctrico de 118 nodos .	119
5.56. Despacho económico, sistema de 118 nodos	122
5.57. Resultados de flujos de potencia del sistema eléctrico de 118 nodos . .	124
5.58. Resultados de flujos de potencia del sistema eléctrico de 118 nodos . .	125
5.59. Resultados de flujos de potencia del sistema eléctrico de 118 nodos . .	126
5.60. Resultados de flujos de potencia del sistema eléctrico de 118 nodos . .	127
5.61. Pérdidas en líneas de transmisión del sistema eléctrico de 118 nodos .	129
5.62. Pérdidas en líneas de transmisión del sistema eléctrico de 118 nodos .	130
5.63. Pérdidas en líneas de transmisión del sistema eléctrico de 118 nodos .	131
5.64. Conclusiones del sistema de 118 nodos	132
A.1. Datos del bus	138
A.2. Datos de las líneas de transmisión(linedata)	139
A.3. Rango de operación de los generadores (Sg)	139
A.4. Rango de operación de los generadores (Sg)	139
B.1. Datos del bus	141
B.2. Datos del bus	142

B.3. Datos del bus	143
B.4. Datos de las líneas de transmisión(linedata)	144
B.5. Datos de las líneas de transmisión(linedata)	145
B.6. Datos de las líneas de transmisión(linedata)	146
B.7. Datos de las líneas de transmisión(linedata)	147
B.8. Datos de las líneas de transmisión(linedata)	148
B.9. Rango de operación de los generadores (Sg)	149
B.10.Rango de operación de los generadores (Sg)	150
B.11.Rango de operación de los generadores (Sg)	151
B.12.Rango de operación de los generadores (Sg)	152

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Los sistemas eléctricos de potencia están constituidos por diversas fuentes de energía, como unidades de generación térmica, hidroeléctricas, geotérmicas las cuales son consideradas energías convencionales, la energía producida puede ser ajustada constantemente de acuerdo a la demanda que se tenga en la red eléctrica, esta energía es elevada por unidades de transformación y distribuida por medio de líneas de transmisión, para que la red eléctrica sea más confiable, las líneas de transmisión son segmentadas en diferentes trayectos, las uniones de las mismas se llevan a cabo por medio de buses, estos elementos son fundamentales para satisfacer el suministro de energía eléctrica. Garantizar el suministro continuo de energía eléctrica a un menor costo ha llevado a realizar múltiples estudios a lo largo de la historia. Los estudios de flujos de potencia permiten conocer las tensiones nodales de la red eléctrica, estos estudios son utilizados para mantener la estabilidad del SEP, también se realizan cuando habrá una ampliación en la red eléctrica (proyecciones de la red). El problema de despacho económico clásico tiene como finalidad asignar la potencia de generación de las unidades con las que cuenta el sistema eléctrico de potencia considerando su capacidad de generación y la función de costo. Este tipo de estudios también pueden incluir la restricción de minimizar las pérdidas en las líneas de transmisión, por medio de una ecuación de pérdidas en función de la energía de generación. La red eléctrica ha ido cambiando, en la actualidad se han introducido las fuentes de generación dispersa, la generación eólica se ha incrementado en los últimos años debido a que es una fuente de energía renovable que no requiere combustibles fósiles para su operación, ya que su materia prima es el viento, por lo tanto no emite contaminación por emisión de gases a la atmósfera. Sin embargo, la disponibilidad del viento no puede ser controlada y la potencia eólica tiene a fluctuar de acuerdo a las condiciones climáticas. Se han analizado diversos métodos para incorporar la potencia de generación eólica a la red eléctrica. El viento es un factor importante que debe considerarse antes de instalar un parque eólico, los factores que influyen en las velocidades de los vientos dependen de la rugosidad del terreno, si es un área despejada o poblada, y la situación geográfica. Con los avances tecnológicos se han desarrollado turbinas eólicas que permiten generar energía con una velocidad mínima

de 3 km/h. No obstante, cuando las ráfagas de los vientos son mayores a 25 km/h, el generador eólico activa un mecanismo y se protege, dejando de generar energía. Los rangos de operación dependen de las características de diseño proporcionadas por el fabricante. La generación eólica no puede ser controlada por las razones anteriores, pero puede realizarse un estudio que permita estimar la potencia de generación a través de un método probabilístico tomando en cuenta las variaciones de los vientos de acuerdo a cada estación del año para un área geográfica determinada. Surgen las interrogantes ¿ cómo compensar la energía cuando existe escasez o exceso de viento ?, ¿ cuál es el costo de la energía eólica considerando que su materia prima es un recurso natural ?, ¿ qué efectos produce en la red una fuente de generación variable ? En el presente trabajo se realiza un estudio de despacho económico y asignación de unidades considerando plantas de generación térmicas y parques eólicos el cual nos permitirá minimizar los costos de energía eléctrica sin que represente un riesgo para garantizar el buen funcionamiento de la misma. Se caracteriza la velocidad del viento a través del método Weibull y se aplica para obtener la probabilidad de generación eólica respetando los límites operativo de cada una de las máquinas. Posteriormente se desarrolló un programa en Matlab utilizando el método Newton-Raphson, en esta herramienta se introducen las potencias a las que deben operar los generadores como resultado del despacho económico, y se obtienen como resultado los flujos de potencia del sistema eléctrico. Si los flujos de potencia están fuera de los límites de operación establecidos, debe realizarse nuevamente el estudio de asignación de unidades y verificar que los flujos de potencia se encuentren dentro de los parámetros, este proceso debe repetirse hasta que la potencia de las máquinas pueda satisfacer la demanda y los flujos de potencia se encuentren dentro de las restricciones de la red eléctrica. Estos métodos son implementados en los sistemas de prueba de 9 nodos y 118 nodos de la IEEE. Se analizan los escenarios donde solo existe generación térmica y otros donde existen ambas fuentes de energía para comparar los resultados entre ellos.

1.2. Antecedentes

El proceso de generación de energía ha ido evolucionando con la introducción de energías renovables en la red eléctrica, a fin de disminuir la contaminación del medio ambiente, reducir los costos de producción de energía sin afectar la calidad ni el suministro de energía. Se han desarrollado diversas investigaciones para introducir la potencia de generación eólica a la red eléctrica, minimizando los costos de generación de energía y cumpliendo con las restricciones operativas del sistema eléctrico de potencia. [1] Presenta el algoritmo de competencia imperialística (ICA) a fin de determinar una solución óptima factible para el problema de programación de generación en sistemas de potencia a gran escala con fuentes de generación eólica, considerando los requerimientos de reserva, el balance de carga y las restricciones de disponibilidad de potencia eólica. El método propuesto MICA es aplicado en diversos sistemas de prueba, considerando la diferencia de penetración de generación eólica. [2] Propone un modelo para determinar el costo de generación eólica en base a la

función de densidad probabilística Weibull de los vientos y el modelo de la turbina eólica, aplicando la simulación de Monte Carlo para establecer el costo de generación eólica basado en la potencia que entrega el parque eólico. Propone un modelo de generación de costo para las condiciones de escasez o exceso de viento, reflejando un costo adicional de la capacidad de reserva e introduce este modelo al programa de flujos de potencia óptimos como una función objetivo, también considera el estudio con una restricción de estabilidad de pequeña señal. El método es aplicado al sistema de prueba de la IEEE de Nueva Inglaterra de 10 generadores y 39 Buses. [3] Propone un despacho económico de carga (ELD) considerando las unidades de generación térmicas, la potencia máxima que puede suministrar el parque eólico y los límites de potencia de las líneas de transmisión. En el estudio considera los flujos de potencia en estado estable para limitar la probabilidad de sobrecarga en las líneas de transmisión considerando la incertidumbre causada por la variación de potencia de los parques eólicos bajo el criterio N-1 y los cambios a los que es sometido el despacho económico de carga cuando ocurre una falla en una línea donde la sobrecarga puede excederse en la línea y la solución del despacho económico de carga requiere ser recalculado por medio del método de optimización de partículas PSO. Los flujos de carga probabilísticos son aplicados con un control de frecuencia de carga. Los condensadores estáticos convencionales mantienen la tensión del sistema en el rango apropiado cuando varía la carga. Sin embargo, con una gran cantidad de parques eólicos, las fluctuaciones de tensión pueden incrementar debido a las variaciones de la potencia eólica. La cantidad de condensadores estáticos convencionales debe ser ajustada con mayor precisión considerando el efecto de las fluctuaciones de potencia de generación eólica para prevenir el riesgo de sobretensión, es decir, superior a los valores predefinidos. La capacidad de control de los condensadores estáticos convencionales es determinada al resolver el problema de optimización propuesto en este estudio a través del método de optimización de partículas. Los autores definen que bajo condiciones en estado estable la incertidumbre de la penetración de generación eólica no afecta al sistema eléctrico de potencia, donde la probabilidad de sobrecarga es menor o igual a los parámetros predefinidos como estables. Utiliza la función de densidad probabilística de una línea fallada generada por una simulación de Monte Carlo, por medio de la distribución se determinan los límites térmicos y la probabilidad de sobrecarga. [4] Aplica el modelo de despacho económico considerando la integración de energía eólica a gran escala en el sistema de potencia de Taiwan. Se desarrolla un software aplicando el método de búsqueda directa de la función híbrida de penalización (PF-HDSM) para la solución del problema de la coordinación de despacho multiárea térmica-eólica (MWCD), este software es también una herramienta que evalúa el costo de la generación eólica considerando las variaciones de potencia de generación eólica. El método de búsqueda directa híbrido (HDSM) incorpora el método de despacho simplificado para argumentar la búsqueda técnica del problema extendido de despacho económico. Se consideran las funciones de penalización en el método HDSM debido a la dependencia mutua de la generación térmica-eólica y la capacidad de las unidades de reserva, debido a la violación de las restricciones de generación eólica. [5] Analiza como el despacho de la demanda combinada con el uso del pronóstico de potencia eólica puede ayudar a asignar las grandes proporciones de

potencia eólica en las operaciones del mercado eléctrico. Se modela la operación del día en el mercado eléctrico en tiempo real por medio de un despacho económico y asignación de unidades centralizado. Se realiza el pronóstico de potencia eólica para estimar los requerimientos de reserva operativa dinámica basada en el nivel de incertidumbre del pronóstico. A la vez, se representa la demanda responsiva del precio como una fuente de despacho, donde el despacho añade flexibilidad a la operación del sistema. Se aplica el método en el caso de estudio del sistema de potencia de Illinois, donde se encontró que el despacho de la demanda y el pronóstico de la potencia eólica pueden contribuir eficientemente a la operación del mercado eléctrico con generación eólica a gran escala. Introducen un modelo detallado del marco para el análisis de despacho de demanda (DD) y el pronóstico de potencia eólica (WPF) con diferentes etapas de asignación de unidades y despacho económico en dos segmentos del mercado eléctrico, demostrando como la DD puede ser combinada con probabilidad WPF y la reserva de operación dinámica que resuelve la incertidumbre de la potencia eólica y las variaciones de costo efectivas de una manera confiable. [6] Formula un modelo de optimización de despacho estocástico económico-ambiental integrado con generación eólica a gran escala basado en las velocidades de los vientos. Los objetivos de optimización son minimizar las emisiones de contaminación y el costo operacional. Propone el algoritmo de optimización multi-objetivo basado en el no denominado clasificación de evolución diferencial para resolver este modelo. Los resultados de la simulación de un sistema de potencia a gran escala demuestran la efectividad del método propuesto y el impacto de la potencia eólica al despacho óptimo del sistema de potencia para la reducción de costos y emisiones ambientales. [7] Aplica el método de optimización de partículas (PSO) para resolver el despacho económico incorporando parques eólicos. El costo total depende de la velocidad del viento en un periodo de tiempo específico. Propone el método PSO para desarrollar el despacho económico de generadores en sistemas de potencia. Realiza simulaciones considerando generación térmica y generación térmica-eólica analizando el desempeño de los parques eólicos y minimiza el costo total de producción. [8] Este artículo examina la aplicación de almacenamiento y el escenario óptimo para el costo y la integración del viento para solucionar la sobretensión de energía en las líneas de transmisión. Una función de densidad probabilística óptima (PDFs) es desarrollada usando dos puntos de estimación que incorporan el sistema de almacenamiento también como una carga variable o como una variable de generación. Por medio del método de optimización de partículas (PSO) se ubican óptimamente los sistemas de almacenamiento y del tamaño adecuado minimizando la suma de operaciones y costo en un periodo programado. El marco técnico de evaluación es desarrollado para forzar la eficiencia de la integración del viento y evaluar la economía de la tecnología de almacenamiento y las alternativas convencionales de gas-carbón. El método propuesto es usado para llevar a cabo un análisis de costo beneficio para el sistema de prueba de la IEEE de 24 buses. [9] El problema de despacho económico es minimizar el costo de producción de potencia eléctrica demandada por el sistema de potencia. La penetración de potencia eólica en los sistemas de potencia está incrementando mundialmente debido a las restricciones ambientales y el agotamiento de los combustibles fósiles. Sin embargo, la principal dificultad es la exactitud de la predicción

de potencia eólica que de otra manera podría lidiar con la situación en la red operativa. Para una operación más confiable y segura, los costos de reserva y penalización deben ser considerados en una cuenta por la potencia de desbalance en el proceso de evaluación. Por medio del algoritmo de optimización tormenta cerebral (Brain storm BSO) se resuelve el problema de despacho económico de carga (ED) para un sistema de generadores térmicos y eólicos. El comportamiento aleatorio de la potencia eólica es modelado usando la función Weibull. Incluye una función de costo que agrega al despacho económico clásico los factores como sobreestimación y baja estimación de disponibilidad de potencia eólica debido a la potencia de desbalance. El algoritmo propuesto es probado con seis funciones de prueba estandar para probar su eficacia. Dos sistemas de prueba compuestos de cuatro y seis unidades integradas al parque eólico de una capacidad comparable son estudiadas para determinar el costo de operación. [10] La operación económica óptima y eficiente y la planeación de generación del sistema eléctrico de potencia han ocupado siempre una posición importante en la industria eléctrica. El principal problema de los sistemas de potencia es proporcionar una alta calidad, una fuente de energía confiable al consumidor al menor costo mientras opera para conocer los límites y restricciones impuestas por las unidades de generación. Esto formula el problema de flujo de potencia óptimo para encontrar la combinación óptima de la potencia de salida de todas las unidades de generación que minimicen el costo total de producción, mientras se satisfacen todas las restricciones. En este artículo se utilizan un análisis del sistema de potencia a través de una caja de herramientas de Matlab para minimizar el costo de electricidad con flujos de potencia óptimos para la red eléctrica sureste del estado de Kerela. El artículo concentra en las ganancias al incorporar un parque eólico en el sistema. Las pérdidas también son reducidas con la aplicación. [11] Con el rápido desarrollo de la potencia de generación eólica, la integración de parques eólicos ejercerá una influencia en el crecimiento de la operación económica del sistema de potencia. Este artículo construye un modelo de flujos de potencia óptimos con parques eólicos los cuales incluyen un modelo estable de generación eólica y la potencia rodante añadida causada por la incertidumbre de la potencia de generación eólica. A fin de hacer este modelo más razonable, el costo de la potencia de generación eólica se agrega a la función objetivo y la generación real de potencia eólica es manejada con una variable de control. Se emplea una función cuadrática de penalización con una variable de penalización se emplea para realizar una discretización de las variables de control en un proceso óptimo. Se utiliza el sistema de prueba de 118 nodos de la IEEE para analizar el efecto de conectar los parques eólicos y la reserva rodante demandada y el costo de generación verificando la racionalidad del modelo de flujos de potencia óptimos del algoritmo propuesto.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

El objetivo del presente trabajo es realizar un estudio de despacho económico y

asignación de unidades para conocer la potencia a la que deben operar los generadores térmicos, considerando la integración de energía eólica en el sistema eléctrico de potencia, aplicar un método para calcular los flujos eléctricos de potencia para los sistemas de prueba de 9 nodos y 118 nodos de la IEEE, satisfaciendo los objetivos de reducción de costos de generación de la energía eléctrica y las pérdidas en las líneas de transmisión.

1.3.2. Objetivos específicos

1. Realizar revisión bibliográfica, con el propósito de identificar los métodos de flujos de potencia que incorporan energías renovables, para seleccionar el que se usará en el presente trabajo.
2. Implementar el algoritmo para obtener la potencia mecánica de un generador eólico considerando parámetros de su diseño y las condiciones climatológicas de la región donde estará en servicio, a partir de los resultados del punto anterior. Se usará matlab.
3. Evaluar el algoritmo implementado, a partir del sistema de prueba de la IEEE de 9 nodos y el de 118 nodos, con el propósito de verificar la eficiencia del mismo.
4. Obtener la potencia mecánica de la generación eólica, considerando las velocidades del viento y el diseño del aerogenerador, para obtener la función de densidad probabilística.
5. Realizar un análisis y comparación de resultados.
6. Elaborar publicación a ser enviada a revista indexada, con los resultados obtenidos en el presente trabajo.

1.4. Alcances

Realizar un despacho económico integrando generación térmica y generación distribuida, en este caso generación eólica, aplicando los métodos punto interior y Newton-Raphson en los sistemas de prueba de 9 nodos y 118 nodos de la IEEE.

1. El presente trabajo busca integrar la potencia de generación eólica al sistema eléctrico de potencia, propone utilizar el método Weibull para caracterizar la velocidad del viento y estimar la potencia eólica que puede suministrar un parque eólico aplicado a una región específica en determinada época del año.
2. Se desarrolla el despacho económico y asignación de unidades para encontrar el costo mínimo de generación de acuerdo a la función de costo de cada generador térmico.
3. La potencia de generación de cada unidad, resultado del despacho económico se utiliza en el método Newton-Raphson para verificar si los flujos de potencia se encuentran dentro de los límites operativos de la red eléctrica aplicado en los sistemas de prueba de 9 nodos y 118 nodos de la IEEE y calcular las pérdidas en las líneas de transmisión.

1.5. Estructura de la tesis

La tesis esta formada por seis capítulos, a continuación se muestra una breve descripción de cada uno: En el capítulo 1 se da una introducción del problema, se analiza el estado del arte, se definen los objetivos generales y específicos, y se detallan los alcances y limitaciones del presente trabajo.

En el capítulo 2 se describen los algoritmos para obtener un despacho económico tomando en cuenta diferentes aspectos.

En el capítulo 3 se determina la función de densidad probabilística Weibull en función de las velocidades del viento para una región, también se obtiene la función Weibull para un generador eólico. Se calcula la potencia mecánica que puede entregar un generador eólico en función de sus características de diseño, y la potencia mecánica de salida del mismo cuando es instalado en una región en función de la densidad probabilística Weibull en un periodo de tiempo determinado.

En el capítulo 4 se describe el método general Newton-Rapson para resolver un sistema de ecuaciones no lineales. Posteriormente se detalla el método Newton-Rapson aplicado a los sistemas eléctricos de potencia, las ecuaciones de potencia activa y reactiva se expresan en coordenadas rectangulares, se formula la matriz jacobiana y el vector gradiente. Se expresan las ecuaciones de pérdidas en las líneas de transmisión.

En el capítulo 5 se presentan los resultados obtenidos al aplicar el despacho económico incluyendo unidades de generación térmicas y eólicas en los sistemas de prueba de 9 nodos y 118 nodos de la IEEE y los resultados de los flujos de potencia obtenidos en el programa desarrollado en Matlab.

En el capítulo 6 se desarrollan las conclusiones del presente trabajo, se describe el trabajo futuro y las recomendaciones.

El apéndice A contiene las tablas de datos de los generadores, las líneas de transmisión y los buses del sistema de prueba de 9 nodos.

En el apéndice B se presentan los datos de los elementos que conforman el sistema de prueba de 118 nodos de la IEEE.

Capítulo 2

Despacho económico

2.1. Introducción

Un estudio de despacho económico se realiza con el objetivo de calcular la potencia que debe suministrar cada generador que compone el sistemas eléctricos de potencia considerando las funciones de costo, y las restricciones operativas que se consideren en su formulación. Los autores en [2], [12], [13], [14] han realizado aportaciones hacia este tema de estudio. En el presente capítulo se describen tres modelos matemáticos para desarrollar un despacho económico.

En el capítulo 2.2 se describe el despacho económico de optimización de parámetros de igualdad estos parámetros representan las funciones que son equivalentes a cero. Aplicado en el sistema eléctrico de potencia, los parámetros de igualdad son las funciones donde la suma de las potencias que suministran las unidades de generación del SEP menos la demanda y las pérdidas en los enlaces debe ser equivalente a cero. La función de costo es representada en una ecuación de Lagrange, y puede resolverse por el método del gradiente, iniciando con un valor estimado de lambda.

En el capítulo 2.3 se describe el despacho económico optimizando los parámetros con restricciones de desigualdad, estas son las restricciones operativas de cada unidad, es decir los límites máximos y mínimos seguridad de las unidades de generación, también se consideran las funciones de costos y las restricciones de igualdad, con el objetivo de reducir los costos de generación por medio de multiplicadores de Lagrange. Las ecuaciones de despacho económico son válidas para un periodo de tiempo dado, dentro de los cuales la potencia de salida del generador, las cargas, y las pérdidas del sistema son consideradas constantes.

En el capítulo 2.4

2.2. Optimización de parámetros de igualdad

Este tipo de estudio surge cuando hay funciones dependientes entre los parámetros que se han elegido. El problema es minimizar la función de costo

$$f(x_1, x_2, \dots, x_n) \tag{2.1}$$

sujeto a las restricciones de igualdad

$$g(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \quad i = 1, 2, \dots, k \quad (2.2)$$

Este problema puede ser resuelto por el método de multiplicadores de Lagrange. Esta proporciona un argumento de la función de costo introduciendo k vectores λ de cantidades indeterminadas. La función de costo sin restricciones se representa de la siguiente forma

$$L = f + \sum_{i=1}^k \lambda_i g_i \quad (2.3)$$

De la ecuación anterior surgen condiciones necesarias para encontrar el mínimo local de L son

$$\frac{\partial L}{\partial x_i} = \frac{\partial f}{\partial x_i} + \sum_{i=1}^k \lambda_i \frac{\partial g_i}{\partial x_i} = 0 \quad (2.4)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda_i} = g_i = 0 \quad (2.5)$$

Esta es una ecuación no lineal en términos de λ y puede ser resuelta por el método Newton-Raphson. Este método es una aproximación sucesiva basado en una estimación inicial de la expansión de las series de Taylor, para el caso de una dimensión

$$\Delta \lambda^{(k)} = \frac{-\Delta f(\lambda)^k}{\left(\frac{df}{d\lambda}\right)^k} \quad (2.6)$$

$$\lambda^{(k+1)} = \lambda^k + \Delta \lambda^k \quad (2.7)$$

Iniciando con un valor estimado de λ , se encuentra un nuevo valor en la dirección de descenso más aguda (gradiente negativo). El proceso se repite en la dirección de gradiente negativo hasta que $\Delta f(\lambda)$ es menor que el valor especificado. Este algoritmo es conocido como el método gradiente. El problema de despacho económico más simple es el caso cuando las pérdidas en las líneas de transmisión no son consideradas. Esto es, el modelo del problema no considera la configuración del sistema y las impedancias de las líneas. En esencia, el modelo asume que el sistema es solamente un bus con todos los generadores y las cargas conectadas a ellos como lo muestra la siguiente figura:

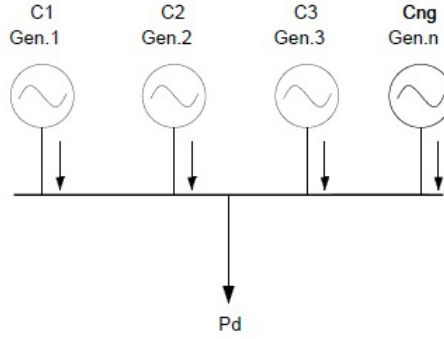


Figura 2.1: Representación del sistema eléctrico de potencia

Desde que las pérdidas de transmisión son despreciadas, la demanda total P_D es la suma de todos los generadores. Una función de costo C_i se asume conocida para cada planta. El problema es encontrar la potencia de generación real de cada planta, la función objetivo es el costo total de producción se define por la siguiente ecuación:

$$C_t = \sum_{i=1}^{n_g} C_i \quad (2.8)$$

$$C_t = \sum_{i=1}^n \alpha_i + \beta_i P_i + \gamma_i P_i^2 \quad (2.9)$$

sujeto a la restricción

$$\sum_{i=1}^{n_g} P_i = P_D \quad (2.10)$$

donde C_t es el costo total de producción, C_i es el costo de producción para la planta i , P_i es la generación de la planta i , P_D es la demanda total de carga, y n_g es el número total de plantas de generación. Se estructura la función objetivo por medio de un multiplicador de Lagrange

$$L = C_t + \lambda \left(P_D - \sum_{i=1}^{n_g} P_i \right) \quad (2.11)$$

El mínimo de esta función sin restricciones se encuentra en el punto donde las derivadas parciales de la función de las variables es cero.

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = 0 \quad (2.12)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0 \quad (2.13)$$

La primera condición, dada por la ecuación anterior, resulta

$$\frac{\partial C_t}{\partial P_i} + \lambda(0 - 1) = 0 \quad (2.14)$$

desde

$$C_t = C_1 + C_2 + \dots + C_{n_g} \quad (2.15)$$

entonces

$$\frac{\partial C_t}{\partial P_i} = \frac{dC_t}{dP_i} = \lambda \quad (2.16)$$

y de esta manera la condición para un despacho óptimo es

$$\frac{dC_t}{dP_i} = \lambda \quad i = 1, \dots, n_g \quad (2.17)$$

$$\beta_i + 2\gamma_i P_i = \lambda \quad (2.18)$$

la segunda condición dada anteriormente resulta en

$$\sum_{i=1}^{n_g} P_i = P_D \quad (2.19)$$

La ecuación anterior es precisamente una ecuación de igualdad que debió ser considerada. En resumen, cuando las pérdidas son descartadas, para la mejor operación económica, todas las plantas deberían operar al mismo costo incremental de producción mientras se satisface las ecuaciones de igualdad. A fin de encontrar la solución, se resuelve para P_i

$$P_i = \frac{\lambda - \beta_i}{2\gamma_i} \quad (2.20)$$

las relaciones dadas en la ecuación anterior son conocidas como ecuaciones de coordinación. Estas son función de λ . Una solución analítica puede ser obtenida de λ al sustituir P_i

$$\sum_{i=1}^{n_g} \frac{\lambda - \beta_i}{2\gamma_i} = P_D \quad (2.21)$$

$$\lambda = \frac{P_D + \sum_{i=1}^{n_g} \frac{\beta_i}{2\gamma_i}}{\sum_{i=1}^{n_g} \frac{1}{2\gamma_i}} \quad (2.22)$$

La solución para el despacho económico despreciando pérdidas se encuentra analíticamente. Sin embargo, cuando las pérdidas son consideradas, resultan ecuaciones no lineales y deben ser resueltas iterativamente. En una técnica de búsqueda iterativa, se inicia con dos valores de λ , el mejor valor de λ se obtiene por extrapolación, y el proceso es continuo hasta que ΔP_i esta dentro de una exactitud específica. Una solución rápida se obtiene por el método del gradiente.

$$f(\lambda) = P_D \quad (2.23)$$

Expandiendo el lado izquierdo de las series de Taylor en un punto de operación λ^k , y despreciando los términos de alto orden, resulta

$$f(\lambda)^{(k)} + \left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda} \right)^{(k)} \Delta\lambda^{(k)} = P_D \quad (2.24)$$

$$\Delta\lambda^{(k)} = \frac{\Delta P^{(k)}}{\left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda} \right)^{(k)}} \quad (2.25)$$

$$\Delta\lambda^{(k)} = \frac{\Delta P^{(k)}}{\Sigma \left(\frac{dP_i}{d\lambda} \right)^{(k)}} \quad (2.26)$$

o

$$\Delta\lambda^{(k)} = \frac{\Delta P^{(k)}}{\Sigma \frac{1}{2\gamma_i}} \quad (2.27)$$

entonces

$$\lambda^{(k+1)} = \lambda^{(k)} + \Delta\lambda^{(k)} \quad (2.28)$$

donde

$$\Delta P^{(k)} = P_D - \sum_{i=1}^{n_g} P_i^{(k)} \quad (2.29)$$

El proceso es continuo hasta que ΔP^k es menor que el valor especificado.

2.3. Optimización de parámetros con restricciones de desigualdad

Los problemas de optimización contienen restricciones de desigualdad como también restricciones de igualdad. El problema es minimizar la función de costo

$$f(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (2.30)$$

Sujeto a las restricciones de igualdad

$$g(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \quad i = 1, 2, \dots, k \quad (2.31)$$

y las restricciones de desigualdad

$$u_j(x_1, x_2, \dots, x_n) \leq 0 \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (2.32)$$

El multiplicador de Lagrange se extiende a incluir las restricciones de desigualdad al introducir m vectores μ de cantidades indeterminadas. Por lo tanto la función de costo se expresa

$$L = f + \sum_{i=1}^k \lambda_i g_i + \sum_{j=1}^m \mu_j u_j \quad (2.33)$$

Para encontrar el mínimo local de L se requieren las siguientes condiciones

$$\frac{\partial L}{\partial x_i} = 0 \quad i = 1, \dots, n \quad (2.34)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda_i} = g_i \quad i = 1, \dots, k \quad (2.35)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \mu_j} \leq u_j \quad j = 1, \dots, m \quad (2.36)$$

$$\mu_j u_j = 0 \quad y \quad \mu_j > 0 \quad j = 1, \dots, m \quad (2.37)$$

la ec. 2.35 es la ecuación de restricción original. Suponer que $(\widehat{x}_1, \widehat{x}_2, \dots, \widehat{x}_n)$ es relativamente mínima. Las restricciones de desigualdad en 2.36 están inactivas si las restricciones de desigualdad se mantienen $(\widehat{x}_1, \widehat{x}_2, \dots, \widehat{x}_n)$ y $\mu_j = 0$. De otra manera, cuando las condiciones se cumplen estrictamente, la restricción está activa en este punto si las restricciones $\mu_j u_j(\widehat{x}_1, \widehat{x}_2, \dots, \widehat{x}_n) = 0$ y $\mu_j > 0$. Esto es conocido como las condiciones Kuhn-Tucker.

2.4. Modelo de despacho económico incluyendo el sistema de conversión de energía eólica

Del punto de vista de operación del sistema el problema de despacho económico puede tomar diferentes formas, dependiendo de la extensión del dueño del sistema, por el operador del sistema de los generadores convencionales y eólicos. Si los generadores eólicos pertenecen al operador del sistema que está desarrollando el despacho económico, hay un pequeño costo asociado con los generadores eólicos. Este costo incremental forma la base de despacho económico, el operador del sistema debe aprovechar toda la energía eólica disponible. Por otro lado, debido a la incertidumbre en la disponibilidad de potencia eólica en cualquier tiempo en el futuro, aún si los dueños de operación del sistema poseen los generadores eólicos, el modelos de despacho económico aún proporcionará una revisión en la programación de la potencia eólica, y esta es la razón porque algún factor en el modelo debe considerar la reserva necesaria en el caso que la potencia eólica programada no esté disponible. En esta tesis se usan funciones probabilísticas para caracterizar los perfiles del viento, y un factor adicional para sobreestimación de la potencia eólica disponible. Se considera la carga y las pérdidas (L) del sistema. En la forma más general, el operador del sistema tendrá la seguridad de los generadores convencionales y la seguridad de los generadores eólicos disponibles. Debido a la incertidumbre de la energía eólica disponible en cualquier periodo de tiempo, se incluyen en el modelo factores para la sobreestimación o escasez del viento. El factor para la baja estimación, si una cierta cantidad de potencia eólica es programada y la potencia no está disponible en un tiempo específico, la potencia debe ser comprada de una fuente de generación alterna o las cargas deben ser liberadas. En el caso de penalización por sobreestimación, si la potencia eólica disponible es mayor de la que es programada, esa energía se desperdicia, esta es la razón por la que el operador del sistema debe pagar el costo de la potencia eólica producida por la pérdida de capacidad disponible. El exceso de energía es usualmente vendido para utilidades adyacentes, o para el re-despacho y control de ganancia automático (Automatic Gain Control AGC), por correspondiente, la salida de generadores convencionales es reducida. Solamente si no se puede almacenar, entonces resistencias de carga deben ser conectadas para perder el exceso de energía. Estas prácticas pueden ser modeladas por una función de costo de penalización por sobreestimación. El modelo es válido para cualquier despacho económico en un periodo de tiempo. Minimizando

$$\sum_i^M C_i(p_i) + \sum_i^N C_{wj}(w_i) + \sum_i^N C_{p,wj}(W_{i,av} - w_i) + \sum_i^N C_{r,w,i}(w_i - W_{i,av}) \quad (2.38)$$

Sujeto a:

$$p_{i,min} \leq p_i \leq p_{i,max} \quad (2.39)$$

$$0 \leq w_i \leq w_{r,i} \quad (2.40)$$

$$\sum_i^M p_i + \sum_i^N w_i = L \quad (2.41)$$

donde:

M Número de generadores convencionales

N Número de generadores eólicos

p_i potencia de los i generadores convencionales

w_i potencia eólica programada de los i generadores eólicos;

$W_{i,av}$ potencia eólica disponible de los i generadores eólicos. Esta es una variable aleatoria, dentro de un rango de $0 \leq w_i \leq w_{r,i}$ y las probabilidades varían con la función de densidad probabilística, en este documento se considera la función de densidad probabilística Weibull para las variaciones de los vientos;

$w_{r,i}$ potencia eólica nominal de los i generadores eólicos;

C_i función de costo para los i generadores convencionales;

$C_{w,i}$ función de costo para los i generadores eólicos. Este factor tomara típicamente la forma de un pago al operador del parque eólico por la potencia eólica generada actualmente usada;

$C_{p,w,i}$ función de costo de penalización por no usar toda la potencia disponible del generador eólico;

$C_{r,w,i}$ función de costo de la energía en reserva requerida, relacionada a la incertidumbre de la potencia eólica. Este es efectivamente, un costo de penalización asociado con la baja estimación de la potencia eólica disponible;

L carga del sistema y pérdidas.

Analizando la función objetivo (1), el primer término es la tradicional suma de los costos de combustible de los generadores convencionales. El segundo término es el costo directo de la potencia derivada de los generadores eólicos. La existencia y tamaño de este término dependerá del propietario de los generadores eólicos. Si los generadores pertenecen al operador del sistema, este término puede no ser tomado en cuenta si solo se considera el costo incremental de combustible, el cual es cero para el viento, sin embargo si el operador del sistema está pagando por el parque eólico al propietario del parque eólico, el costo directo debe ser involucrado. El tercer término, el cual será explicado más a detalle, considera el no utilizar toda la energía eólica disponible. Finalmente, el cuarto término en la función objetivo considera el precio que debe ser pagado por una baja estimación de la potencia eólica. Sin considerar el propietario de los parques eólicos, el modelo de despacho económico debe considerar la posibilidad de necesitar la reserva si la potencia eólica disponible es inadecuada para suplir la cantidad de potencia eólica programada en un periodo dado. Para los generadores convencionales, una función cuadrática de costo será asumida, la cual es práctica para todos los casos, y está dada por

$$C_i(p_i) = \frac{a_i}{2} p_i^2 + b_i p_i + c_i \quad (2.42)$$

Donde a_i, b_i, c_i son los coeficientes de costo para las fuentes de energía convencionales, las cuales son encontradas con las curvas de costo de los generadores y dependen de un tipo particular de combustible. En el caso donde el sistema de conversión de energía eólica es propiedad del operador del sistema, esta función puede no existir debido a que la potencia generada no requiere combustible, a menos que el operador quiera asignar un costo de recuperación de inversión inicial por el sistema de conversión de energía eólica a menos que el operador del sistema quiera asignarlo como mantenimiento y costo de reanudación. La salida del generador eólico está restringido por un límite superior e inferior, considerado por el operador del sistema, basado en los acuerdos de un sistema de operación óptimo. Por simplicidad esto puede ser considerado proporcional a la potencia eólica programada o rechazado totalmente. La función de costo lineal se asume para formar la potencia eólica generada actualmente usada como

$$C_{w,i}(w_i) = d_i w_i \quad (2.43)$$

donde d_i es el coeficiente de costo directo para cada i -ésimo generador eólico. Se asume que el costo de penalización por no usar toda la potencia eólica disponible será linealmente relacionado a la diferencia entre la potencia eólica disponible de potencia eólica y la potencia eólica actual usada. La función de costo de penalización será tomada de la siguiente forma

$$C_{p,w,i}(W_{i,av} - w_i) = k_{p,i}(W_{i,av} - w_i) = k_{p,i} \int_w^w r_i(w - w_i) f_w(w) dw \quad (2.44)$$

donde:

$k_{p,i}$ costo de penalización de bajo estimación para el i -ésimo generador eólico.
 $f_W(w)$ función de densidad probabilística del sistema de conversión de energía eólica
 Si los generadores eólicos son pertenecen al propietario del sistema de operación, el costo de penalización puede ser nulo. Los costos por los requerimientos de reserva son similares al costo de penalización, el cual se representa por la integral sobre la función de densidad probabilística, excepto que, en este caso, es el costo debido a la disponibilidad de potencia eólica menos la potencia eólica disponible.

$$C_{r,w,i}(w_i - W_{i,av}) = k_{r,i}(w_i - W_{i,av}) = k_{r,i} \int_0^w i(w_i - w) f_W(w) dw \quad (2.45)$$

donde $k_{r,i}$ es el coeficiente de costo de reserva para cada i -ésimo generador eólico. Se asume que la diferencia entre la potencia eólica disponible y la potencia eólica programada, multiplicada por la potencia de salida de la función probabilística esta linealmente relacionada con el costo de la reserva. Para obtener el valor numérico de la reserva y costos de penalización, es necesario encontrar la función de densidad probabilística para la potencia eólica de salida. Considerando que la velocidad del viento es desconocida para cualquier tiempo futuro, es necesario caracterizar el viento para obtener resultados cuantitativos.

2.5. Asignación de unidades

Las variaciones de carga se presentan durante el día y la noche, días festivos y fin de semana de acuerdo a la actividad humana. Incrementar la potencia de generación puede implicar el incremento del costo de la energía. Al disminuir la carga apagar las unidades es una opción, sin embargo, debe considerarse el costo que representa encender nuevamente una unidad y el tiempo que tarda en arrancar.

El método de asignación de unidades resuelve este problema y contiene lo siguiente:

1. Establecer un patrón de carga para diversos periodos.
2. La cantidad de generadores N para la asignación y despacho.
3. Los niveles de carga M y los límites de operación de las N unidades son tales que cualquier unidad puede suministrar las cargas individuales y que cualquier combinación de unidades puede suministrar la carga.

La asignación de unidades por el método de lista de prioridades consiste en crear un listado de las unidades que operarán de acuerdo al nivel de carga, la asignación óptima consiste en dar mayor prioridad de operación a las unidades de menor costo de combustible, las cuales deben operar cerca de los límites de eficiencia.

Las posibles combinaciones de las unidades de generación considerando las variaciones de carga en un rango se realizan en una tabla, por ejemplo para la variación de carga en un rango de 550 MW a 1200 MW se realiza una asignación de unidades, ver tabla 2.1, tomando en cuenta los límites operativos.

Para construir la lista de prioridades, primero se debe calcular el costo promedio de generación de cada unidad y ordenar la lista dando mayor prioridad a las unidades de menor costo. Posteriormente se asigna un porcentaje de potencia rodante a cada unidad, y calcular la potencia máxima que suministrará la carga. La reserva rodante es el término utilizado para describir la capacidad total de generación disponible de todas las unidades sincronizadas en el sistema, menos la carga presente y las pérdidas que son alimentadas. La reserva rodante debe ser considerada en caso de perder una o más unidades de generación, debe haber una amplia reserva por las unidades para satisfacer la demanda y evitar un problema por baja frecuencia. La reserva debe ser suministrada en áreas cercanas a la carga para evitar limitaciones en el sistema de transmisión y para permitir correr como islas a diferentes partes del sistema.

Tabla 2.1: Combinación de unidades

Carga (MW)	Unidad 1	Unidad 2	Unidad 3	Unidad n
1250	Dentro	Dentro	Dentro	Dentro
1150	Dentro	Dentro	Dentro	Dentro
1100	Dentro	Dentro	Dentro	Dentro
1050	Dentro	Dentro	Dentro	Dentro
1000	Dentro	Dentro	Dentro	Fuera
950	Dentro	Dentro	Dentro	Fuera
900	Dentro	Dentro	Fuera	Fuera
850	Dentro	Dentro	Fuera	Fuera
800	Dentro	Dentro	Fuera	Fuera
750	Dentro	Dentro	Fuera	Fuera
700	Dentro	Dentro	Fuera	Fuera
650	Dentro	Dentro	Fuera	Fuera
600	Dentro	Fuera	Fuera	Fuera
550	Dentro	Fuera	Fuera	Fuera

Cuando la carga disminuye, determinar cual unidad se apagará, o disminuirá su potencia de generación y determinar la cantidad de horas donde la carga es baja y asumir que la carga se incrementará pocas horas después. Las unidades generadoras encendidas deben ser suficientes para satisfacer la carga.

Capítulo 3

Caracterización de energía eólica

3.1. Introducción

La inclusión de los parques eólicos en el sistema eléctrico de potencia ha causado controversia debido a que es una fuente de energía dispersa. La potencia de generación de un parque eólico depende de las velocidades de los vientos y de los parámetros de diseño del aerogenerador en determinado periodo de tiempo, su rentabilidad depende de estos factores primordialmente. Los autores en [2], [9], [15] y [16] han realizado investigaciones referente a este tema. Las energías renovables son fuentes de energía muy atractivas para la industria eléctrica debido a que la materia prima utilizada son los recursos naturales, y no tienen costo. La generación de energía eólica depende de la velocidad del viento principalmente. La ubicación de un parque eólico es estratégico para asegurar la rentabilidad de generación por este tipo de energía. En el presente capítulo se muestran las ecuaciones que caracterizan las velocidades de los vientos, las cuales pueden ser aplicadas para cualquier región. Antes de instalar un parque eólico se debe realizar un estudio estadístico, que involucra el comportamiento del viento en los años anteriores, realizando un estudio específico para cada estación del año, aplicando estos datos en la función de densidad probabilística Weibull, obteniendo las velocidades de los vientos predominantes en cada estación del año, posteriormente se define la ecuación para conocer la potencia estimada que generará el parque eólico, la cual es fundamental conocer antes de realizar la inversión de instalación del mismo. Sin embargo, la naturaleza no puede controlarse, por lo tanto se requiere de una fuente de energía estable capaz de suministrar energía eléctrica en función de la carga instalada. Debido a la incertidumbre de la generación eólica, se proponen los costos de esta energía, ocasionados por no satisfacer la demanda de acuerdo a la potencia eólica estimada.

3.2. Caracterización de la velocidad del viento

El movimiento del aire es originado por el calentamiento desigual de la superficie terrestre, donde se presentan zonas de mayor o menor presión, y el flujo del aire se desplaza de las altas a las bajas presiones [15]. Las corrientes de aire dominantes se

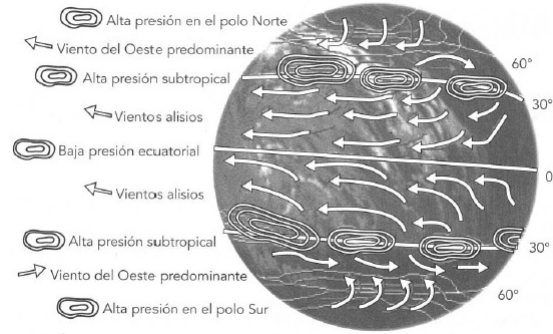


Figura 3.1: Vientos dominantes

generan cuando existe un alta presión a una baja presión y se denominan vientos alisos, su incremento depende de las condiciones geográficas, son predominantes en las zonas montañosas, ver figura 3.1 Los vientos que se generan a una latitud aproximada de 30 grados, el aire ecuatorial asciende y se desvía hacia los polos disminuyendo su temperatura a medida que avanza y desciende a la tierra, parte de esta corriente retorna hacia la zona de baja presión mientras que el resto sigue su camino hacia el polo, pero al nivel del suelo. Existen círculos de presión intermedia, el primero de alta presión a una latitud aproximada de 30 grados y el segundo de baja presión a una latitud aproximada de 60 grados. Para encontrar los sitios con mejores condiciones locales, se recomienda analizar las condiciones orográficas del entorno, considerando que los vientos alisos aumentan localmente en pasos de montaña debido que al chocar con un obstáculo se ven obligados a subir sobre éste. Las características varían de acuerdo a la situación geográfica de los países en que se manifiestan. Para realizar una estimación de las velocidades de los vientos en una región se recomienda tomar las mediciones con la ayuda de anemómetros, tomando como referencia una altura de 30 a 100 m por encima del terreno. Para zonas poco ventosas, puede estimarse que la velocidad oscila de 4 a 6 m/s equivalente de 15 a 22 km/h. En la tabla 3.1 de Beaufort se muestra la velocidad-efecto del viento utilizada por marinos y meteorólogos:

Tabla 3.1: Escala de Beaufort

Beaufort	Velocidad (km/h)	Efectos
0	1.6	El humo asciende en forma vertical
1	1.6-4.8	El humo ondula. La superficie del mar se riza.
2	6.4-11.2	Perceptible en la cara. Sobre el mar se forman pequeñas olas que no rompen.
3	12.8-19.3	Se mueven las hojas de los árboles.
4	20.9-28.9	El polvo y los papeles se levantan.
5	30.5-38.6	Se forman olas moderadas.
6	40.2-50	El viento silba.
7	51.5-61.1	Los árboles se mueven ligeramente. Caminar es difícil. Las olas rompen y forman espuma.
8	62.7-74	Se rompen las ramas de los árboles. Olas grandes.
9	75.6-86.9	Levanta los techos de las casas.
10	88-101	Arranca los árboles de raíz.
11	103-115.8	Daños generalizados en edificaciones. Mar cubierto de espuma. Difícil visibilidad.
12	117.5-132	Destrucción generalizada.

La caracterización de la velocidad del viento depende de realizar las mediciones adecuadas de las velocidades de los vientos. Para parques eólicos se recomienda realizar las mediciones a la altura del centro del rotor del aerogenerador y monitorear la velocidad y dirección del viento en un rango de 10 a 40 metros de altura con el objetivo de asegurar redundancia en las mediciones. Las distribuciones estadísticas de los vientos muestran un patrón típico, por lo cual se ha determinado que la velocidad del viento en una región se aproxima a una función de densidad probabilística Weibull de la forma:

$$F_v(v) = P(v' \leq v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (3.1)$$

$P(v' \leq v)$ probabilidad de ocurrencia de una cierta velocidad del viento menor a un límite de velocidad

v Velocidad del viento (m/s)

k Factor de forma de una región (adimensional)

c Factor de escala en una región dada (m/s)

al derivar esta expresión se obtiene la distribución de frecuencia

$$f_v(v) = \left(\frac{dF_v}{dv}\right) = \left(\frac{k}{c}\right)\left(\frac{v}{c}\right)^{(k-1)}e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}, 0 < v < \infty \quad (3.2)$$

El factor de forma k se obtiene usando la media de la velocidad del viento v y la desviación estándar σ para una región:

$$k = (\sigma/v)^{-1,086} \quad (3.3)$$

Se ha observado una correspondencia de valores de k ; en rangos de valores para características del viento en superficie:

$0.8 < k < 1.0$ Flujo turbulento tipo brisa (terral o marinada) se observa un patrón diario marcado y es viento local.

$1.0 < k < 1.6$ Flujo ligeramente turbulento, tipo valle-montaña y se observa un patrón diario.

$1.6 < k < 2.0$ Flujos poco turbulentos pueden ser tipo brisa, o valle-montaña influenciados por vientos de altura.

$2.0 < k < 2.5$ Vientos no turbulentos o intensos, se observan en mesetas donde existe buena exposición del viento, son regularmente vientos de altura y no se observa ningún patrón diario

Mientras el factor de escala ha sido dado como:

$$c = \mu / \left(\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)\right) \quad (3.4)$$

Donde Γ es la función gama definida matemáticamente en general x variable como:

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} x^{n-1} e^{-x} dx \quad (3.5)$$

La función de densidad probabilística de un generador eólico toma la forma:

$$f_W(w) = \frac{klv_i}{c} \left(\frac{(1+\rho l)v_i}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{(1+\rho l)v_i}{c}\right)^k} \quad (3.6)$$

$$\rho = \frac{w}{w_{rated}} \quad (3.7)$$

$$l = (V_{rated} - V_{cut-in}) / V_{cut-in} \quad (3.8)$$

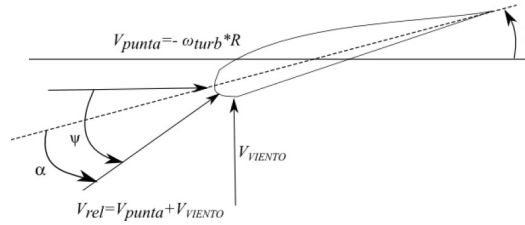


Figura 3.2: Condiciones del viento alrededor del asa en movimiento

3.3. Sistema de conversión de energía eólica y función de densidad probabilística

No es posible extraer totalmente la energía cinética contenida en el viento, la velocidad del viento es reducida solamente por la turbina eólica, de este modo extrae una fracción de la energía del viento, esta fracción se denomina coeficiente de eficiencia de potencia C_p de la turbina eólica. Se puede demostrar que el límite superior estático de C_p es $16/27$ aproximadamente 0.593, esto quiere decir, que teóricamente es posible extraer el 59 % de la energía cinética del viento y se conoce como el límite de Betz. Las turbinas eólicas modernas de tres aspas tienen un valor óptimo de C_p en el rango de 0.52-0.55 medidos en el eje de la turbina. En algunos casos, C_p se especifica con respecto a la posición eléctrica en las terminales del generador y no respecto a la potencia mecánica en el eje de la turbina; las pérdidas en la caja de velocidades y en el generador se deducen a partir del valor de C_p . Cuando se especifica de esta manera, las turbinas eléctricas modernas de tres aspas tienen un valor óptimo de C_p en el rango de 0.46-0.48. El par T_{MEC} puede obtenerse a partir de la potencia mecánica P_{MEC} y la velocidad rotacional de la turbina eólica w_{turb}

$$T_{MEC} = \frac{P_{MEC}}{w_{turb}} \quad (3.9)$$

La potencia mecánica extraída del viento depende de la velocidad rotacional de la turbina, de la velocidad del viento y el ángulo de aspas β . La extracción de energía depende del ángulo de incidencia Ψ determinado por la velocidad del viento entrante y la velocidad del asa. La punta del asa se mueve a una velocidad V_{punta} equivalente a $w_{turb}R$

$$\lambda = \frac{w_{turb}R}{V_{viento}} \quad (3.10)$$

Cuando λ se encuentra en el rango de 8 a 9 se incrementa el coeficiente de eficiencia de potencia mecánica o eléctrica C_p , lo que conlleva que el ángulo entre la velocidad relativa del viento y el plano del rotor formen un ángulo agudo. El ángulo de

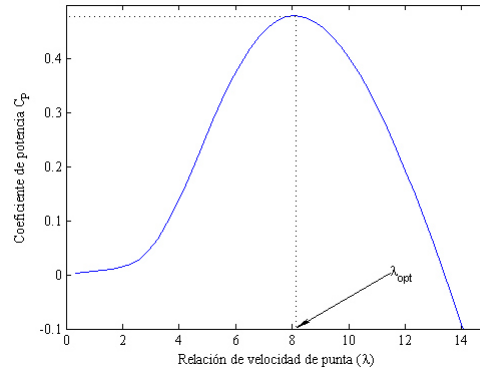


Figura 3.3: Coeficiente de eficiencia de potencia, para un ángulo de aspas fijo como función de la relación de velocidad de punta

incidencia se expresa en la ecuación 3.11

$$\psi = \arctan\left(\frac{1}{\lambda}\right) = \arctan\left(\frac{V_{VIENTO}}{w_{turb}R}\right) \quad (3.11)$$

El ángulo de incidencia Ψ se define en la punta de las aspas. El ángulo local variará en función de la longitud de la aspa, desde el eje ($r = 0$) a la punta del aspa ($r = R$), por consecuencia, la posición del aspa define el valor local de Ψ . Por medio de servomecanismos es posible ajustar el ángulo de inclinación β de toda la aspa. Cuando gira el aspa, cambia por consecuencia el ángulo de ataque α entre la aspa y la velocidad relativa del viento. Las fuerzas del viento relativo que actúan sobre la aspa, y la extracción de energía, dependen del ángulo de ataque α entre el rotor en movimiento y la velocidad del viento, por lo tanto C_p puede ser expresado en función de λ y β , los valores de C_p , λ y β están normalizados y pueden ser comparados sin influir el tamaño de la turbina eólica. Considerando una velocidad constante del viento, la relación de velocidad de punta λ varía proporcionalmente con la velocidad rotacional de la turbina eólica. Por lo tanto, es posible conocer la curva $C_{p-\lambda}$ para una turbina eólica específica, con un rotor de radio R . Esta curva se puede obtener para diferentes velocidades del viento, ver figura 3.4.

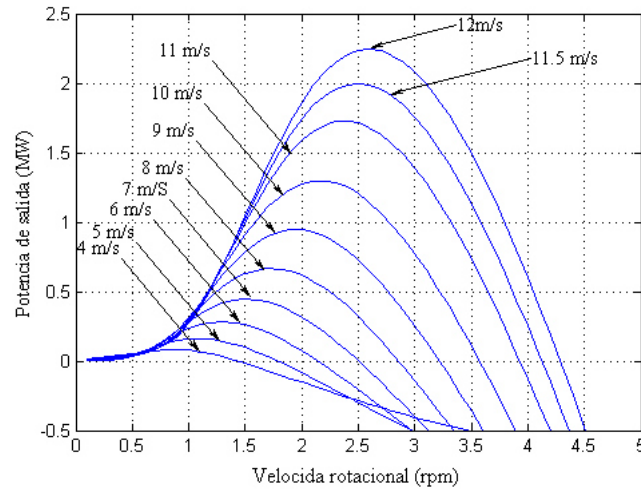


Figura 3.4: Curvas de potencia mecánica para varias velocidades del viento para turbinas eólicas de velocidad variable

La velocidad óptima del rotor de la turbina $w_{turb, \text{optima}}$ se determina en la ecuación:

$$w_{turb, \text{optima}} = \frac{\lambda_{\text{optima}} V_{\text{VIENTO}}}{R} \quad (3.12)$$

Para velocidades altas de viento, la potencia mecánica se mantendrá en el valor nominal de la turbina eólica de velocidad variable, teniendo control de inclinación de sus aspas. La relación entre la velocidad del viento y la potencia mecánica extraída del viento está dada por:

$$P_m = \begin{cases} 0, & V_w < V_{\text{cut-in}} \text{ o } V_w > V_{\text{cut-off}} \\ 0,5\rho A_{wt} C_p V_w^3, & V_{\text{cut-in}} < V_w \leq V_{\text{rated}} \\ w_{\text{rated}}, & V_{\text{rated}} < V_w < V_{\text{cut-off}} \end{cases} \quad (3.13)$$

ρ densidad del aire (kg/m³)

C_p coeficiente de eficiencia de potencia

A_{wt} área cubierta por el rotor de la turbina eólica

V_w velocidad del viento

$V_{\text{cut-in}}$ velocidad inicial del aerogenerador

$V_{\text{cut-off}}$ velocidad final del aerogenerador

V_{rated} velocidad del viento la cual la potencia mecánica de salida estará a la potencia nominal del generador eólico

Energía eólica programada:

$$w_{sch} = w_{\text{rated}} * || f_W(w) || \quad (3.14)$$

w_{rated} potencia eólica nominal

$f_W(w)$ función de densidad probabilística

La potencia de generación eólica no representa costos por materia prima, sin embargo, se asocia un costo cuando no se aprovecha la energía suministrada por los vientos, es decir, cuando la potencia estimada es menor a la potencia que está suministrando el parque eólico, debido a que la energía en exceso puede saturar las líneas de transmisión. También se presenta el caso cuando la energía programada es mayor a la energía suministrada por el parque eólico, por lo cual se requiere alimentar la carga por medio de reserva rodante suministrada por una o diversas unidades de generación térmicas. Por lo cual se genera una función de costos de los generadores eólicos:

$$CT = \begin{cases} kp * (w_{sch} - w_{actual}), & w_{sch} > w_{actual} \\ kp * (w_{actual} - w_{sch}), & w_{sch} < w_{actual} \\ 0, & w_{sch} = w_{actual} \end{cases} \quad (3.15)$$

CT costo total del parque eólico

k_p factor de penalización

w_{sch} potencia programada

w_{actual} potencia actual

Capítulo 4

Flujos de potencia óptimos considerando unidades de generación térmicas y eólicas

4.1. Introducción

Un sistema eléctrico de potencia debe ser eficiente, confiable y económico, se debe considerar que la demanda de potencia activa y reactiva está cambiando constantemente provocando que los niveles de tensión se encuentren cerca de los límites operativos incluso violando las condiciones operativas de los equipos. Para reparar las condiciones de operación inaceptables, se requieren operadores de sistemas de potencia para controlar continuamente la producción y los flujos de potencia de la red eléctrica en todos los niveles (generación, transmisión y distribución), ajustando las variables de control como la potencia de generación, los cambiadores de taps, los compensadores de ángulos de fase, la susceptancia de los capacitores y reactores, etc. Controlar los niveles de tensión dentro de los límites operativos del sistema eléctrico de potencia es una tarea compleja debido a que está compuesto por diferentes fuentes de generación, como son las plantas termoeléctricas, parques eólicos, plantas hidroeléctricas, etc., para satisfacer la demanda total del sistema.

Debido a que los parques eólicos son fuentes de generación dispersa, mantener los niveles de tensión dentro de los límites operativos se vuelve una tarea más compleja. Un estudio de flujos de potencia óptimos propone la potencia que debe suministrar cada unidad de generación para abastecer la demanda minimizando el costo de generación y operar dentro de los límites de tensión establecidos, los autores [8],[4], [17], [18], [19], [20], [21], [22], [23] proponen el método punto interior para resolver el problema de flujos de potencia óptimos.

En el presente trabajo se proponen dos alternativas para solucionar esta problemática:

1. Por medio de flujos de potencia óptimos, el método utilizado es punto interior, se desarrolló una herramienta computacional que emplea técnicas de optimización la cual permite conocer la potencia que debe suministrar cada generador para satisfacer la carga, cumplir con los límites operativos y minimizar el costo de producción de energía.

2. Se propone realizar una asignación de unidades para obtener la potencia que debe suministrar cada unidad de generación térmica, una vez definida la potencia de generación se realiza un estudio de flujos de potencia por el método de Newton con la finalidad de verificar que el sistema opera dentro de los límites de seguridad.

En el presente capítulo se describe el método Newton-Raphson aplicado a sistemas eléctricos de potencia, se expresan las ecuaciones que representan las pérdidas de energía en los enlaces del sistema eléctrico, también se explica el método Punto Interior. La formulación de estos métodos se realizan en coordenadas rectangulares.

4.2. Método Newton-Raphson

El método Newton-Raphson es utilizado para resolver ecuaciones algebraicas simultáneas no lineales, este método utiliza las series de expansión de Taylor basado en un estimador inicial. Para la solución de la ecuación:

$$f_x = c \quad (4.1)$$

Si $x^{(0)}$ es un valor estimado inicial de la solución, y $\Delta x^{(0)}$ es una pequeña desviación de la solución correcta, tenemos:

$$f(x^{(0)} + \Delta x^{(0)}) = c \quad (4.2)$$

expandiendo el lado izquierdo de la ecuación anterior con las series de Taylor:

$$f(x^{(0)}) + \left(\frac{df}{dx}\right)^0 \Delta x^{(0)} + \frac{1}{2!} \left(\frac{d^2f}{dx^2}\right)^0 (\Delta x^{(0)})^2 + \dots = c \quad (4.3)$$

Asumiendo que el error $\Delta x^{(0)}$ es muy pequeño, los términos de alto orden pueden ser despreciados, la ecuación se reduce de la siguiente forma:

$$\Delta c^{(0)} \simeq \left(\frac{df}{dx}\right)^0 \Delta x^{(0)} \quad (4.4)$$

donde

$$\Delta c^{(0)} = c - f(x^{(0)}) \quad (4.5)$$

Agregando $\Delta x^{(0)}$ al estimador inicial, la segunda aproximación resultaría:

$$x^{(1)} = x^{(0)} + \frac{\Delta c^{(0)}}{\left(\frac{df}{dx}\right)^{(0)}} \quad (4.6)$$

$$\Delta c^{(k)} = c - f(x^{(k)}) \quad (4.7)$$

$$\Delta x^{(k)} = \frac{\Delta c^{(k)}}{\left(\frac{df}{dx}\right)^{(k)}} \quad (4.8)$$

$$x^{(k+1)} = x^{(k)} + \Delta x^{(k)} \quad (4.9)$$

Puede ser reordenado como:

$$\Delta c^{(k)} = j^{(k)} \Delta x^{(k)} \quad (4.10)$$

donde $j^{(k)}$ es la matriz jacobiana:

$$j^{(k)} = \left(\frac{df}{dx}\right)^k \quad (4.11)$$

La relación en la ecuación 4.10 demuestra que la ecuación no lineal $f(x) - c = 0$ es aproximada a la tangente de la línea sobre la curva x^k . Sin embargo una ecuación lineal se obtiene en términos de pequeños cambios en la variable. La intersección de la tangente de la línea con el eje x resulta en $x^{(k+1)}$.

4.2.1. Descripción del método de Newton-Raphson aplicado a sistemas eléctricos de potencia

Los flujos de potencia, también conocidos como flujos de carga se utilizan en la planeación, operación e intercambio de energía en una red eléctrica, incluyendo estudios de estabilidad. Para un sistema de potencia balanceado se realiza una representación monofásica para calcular los flujos de potencia y las tensiones nodales de la red, cada bus tiene cuatro características las cuales son la potencia activa, potencia reactiva, la magnitud del potencial y el ángulo de fase. Para el estudio de flujos de carga, se selecciona un bus, el cual es llamado nodo compensador, este nodo es tomado como referencia, se especifica la magnitud de potencial y el ángulo de fase, este nodo suministra la potencia activa y reactiva que se pierde en las líneas de transmisión, las cuales se calculan al final del estudio, es decir, cuando se conocen las tensiones nodales. En un sistema de potencia se denominan los nodos de voltaje controlado y nodos de carga. Los nodos de voltaje controlado también llamados nodos PV, son los nodos de generación, en estos nodos se conoce la potencia activa

y la magnitud del potencial y se desconocen el ángulo de fase de potenciales y la potencia reactiva. En un nodo de carga también llamado nodo PQ, se conocen las potencias activa y reactiva, y se desconocen la magnitud y el ángulo de potencia.

Tipos de nodos en un estudio de flujos de potencia:

Tabla 4.1: Tipos de nodos

Nodos	VARIABLES CONOCIDAS	VARIABLES DESCONOCIDAS
Voltaje controlado	P, V	Q, δ
Carga	P, Q	V, δ
Compensador	V, δ	P, Q

Las conexiones de la red se definen asignando una numeración a cada nodo. Para facilitar el análisis de los sistemas de potencia a gran escala, se asignan los primeros números a los nodos de generación y posteriormente se enumeran los nodos de carga, estos números especifican las terminales de las líneas de transmisión y transformadores. Debido a que las ecuaciones de potencia son no lineales, se requiere un método iterativo para encontrar la solución, la cual debe satisfacer las leyes de Kirchhoff la suma algebraica de los flujos que entran y salen de un nodo es igual a cero, la suma algebraica de todos los potenciales en un lazo cerrado es igual a cero. Una de estas leyes es utilizada como una prueba de convergencia para encontrar la solución en el método computacional iterativo. Las ecuaciones que describen mejor el potencial nodal en la red eléctrica son:

$$V_{BUS} = Z_{BUS} I_{BUS} \quad (4.12)$$

La corriente en el bus se obtiene con la matriz de admitancia:

$$I_{BUS} = Y_{BUS} V_{BUS} \quad (4.13)$$

El voltaje nodal complejo en el nodo i (\hat{V}_i) se expresan en coordenadas rectangulares:

$$\hat{V}_i = e_i + j f_i \quad \forall i \in n \quad (4.14)$$

donde e_i y f_i son las componentes real e imaginaria del potencial (\hat{V}_i), respectivamente y j es la unidad imaginaria ($\sqrt{-1}$). Se ha asignado el nodo 1 como nodo compensador, se asume que este nodo proporciona referencia angular al sistema con $e_1 = V_1$ y $f_1 = 0$. Las inyecciones de potencia activa en la red (P_i) y potencia reactiva (Q_i) en el nodo i se definen como:

$$P_i = P_{Gi} - P_{di} \quad \forall i \in n \quad (4.15)$$

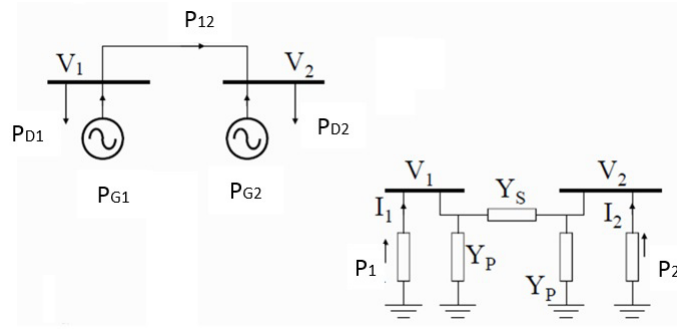


Figura 4.1: Sistema eléctrico

$$P_i = \sum_{k=1}^n P_{ik} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (4.16)$$

$$Q_i = Q_{Ri} - Q_{di} \quad \forall i \in n \quad (4.17)$$

donde P_{Gi} representa la generación de potencia activa, P_{di} es la carga de potencia activa, Q_{Ri} es la generación de potencia reactiva y Q_{di} la carga de potencia reactiva en el nodo i respectivamente. Para los perfiles de potenciales y la topología de la red, las inyecciones de potencia en la red cuando el nodo $\forall i \in n$ son las siguientes:

$$P_i = e_i \sum_{j=1}^n (G_{ij}e_j - B_{ij}f_j) + f_i \sum_{j=1}^n (G_{ij}f_j + B_{ij}e_j) \quad (4.18)$$

$$Q_i = f_i \sum_{j=1}^n (G_{ij}e_j - B_{ij}f_j) - e_i \sum_{j=1}^n (G_{ij}f_j + B_{ij}e_j) \quad (4.19)$$

donde G_{ij} es el elemento ij de la matriz de conductancia $G \in \mathfrak{R}^{\|N\| \times \|N\|}$, B_{ij} es el elemento ij de la matriz de susceptancia $B \in \mathfrak{R}^{\|N\| \times \|N\|}$, B_{ij} .

Los flujos de potencia activa (P_{ij}) y potencia reactiva (Q_{ij}) en los enlaces son los siguientes:

$$P_{ij} = (e_i^2 + f_i^2 - e_i e_j - f_i f_j) G_{ij} + (e_i f_j - e_j f_i) B_{ij} \quad (4.20)$$

En la figura 4.1 se muestra un sistema eléctrico de potencia formado por dos generadores conectados por una línea de transmisión, y la representación de la línea en un modelo pi. Aplicando la LVK, se obtiene la corriente del enlace de la siguiente forma:

$$I_{ij} = (V_i - V_j) y_{ij} \quad (4.21)$$

La corriente en los nodos uno y dos se expresa en función del conjugado complejo de la potencia aparente y la tensión, la cual puede ser expresada también conociendo las tensiones nodales y la admitancia de la línea, tal como se muestra a continuación:

$$I_1 = \frac{S_1^*}{V_1} = V_1 Y_P + (V_1 - V_2) Y_s = Y_{11} V_1 + Y_{12} V_2 \quad (4.22)$$

$$I_2 = \frac{S_2^*}{V_2} = V_2 Y_P + (V_2 - V_1) Y_s = Y_{21} V_1 + Y_{22} V_2 \quad (4.23)$$

Para resolver el conjunto de ecuaciones, los datos se acomodan en forma matricial:

$$[I_n] = [Y_n] [V_n] \quad (4.24)$$

Para conocer el conjugado complejo de la potencia aparente, conociendo las tensiones nodales y la admitancia de la línea, para los nodos 1 y 2 tenemos:

$$S_1^* = Y_{11} V_1 V_1^* + Y_{12} V_2 V_1^* \quad (4.25)$$

$$S_2^* = Y_{21} V_1 V_2^* + Y_{22} V_2 V_2^* \quad (4.26)$$

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (4.27)$$

Para un sistema de n nodos, aplicando la LVK se obtienen un conjunto de ecuaciones:

$$Y_{11} \dot{V}_1 + Y_{12} \dot{V}_2 + \dots + Y_{1n} \dot{V}_n = \dot{I}_1 \quad (4.28)$$

$$Y_{21} \dot{V}_1 + Y_{22} \dot{V}_2 + \dots + Y_{2n} \dot{V}_n = \dot{I}_2 \quad (4.29)$$

$$Y_{n1} \dot{V}_1 + Y_{n2} \dot{V}_2 + \dots + Y_{nn} \dot{V}_n = \dot{I}_n \quad (4.30)$$

$$(4.31)$$

El arreglo matricial es:

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{2n} \\ Y_{n1} & Y_{n2} & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{V}_1 \\ \dot{V}_2 \\ \dot{V}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dot{I}_n \end{bmatrix} \quad (4.32)$$

Las corrientes nodales también se pueden calcular conociendo la potencia de generación y de carga al igual que las potencias nodales:

$$\dot{I}_i = \frac{\hat{S}_i}{\hat{V}_i} = \frac{\hat{S}_{Gi} - \hat{S}_{Di}}{\hat{V}_i} = \frac{(P_{Gi} - P_{Di}) - j(Q_{Gi} - Q_{Di})}{\hat{V}_i} \quad (4.33)$$

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{2n} \\ Y_{n1} & Y_{n2} & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{V}_1 \\ \dot{V}_2 \\ \dot{V}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dot{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{(P_1^{neta} - jQ_1^{neta})}{V_1^*} \\ \frac{(P_2^{neta} - jQ_2^{neta})}{V_2^*} \\ \frac{(P_n^{neta} - jQ_n^{neta})}{V_n^*} \end{bmatrix} \quad (4.34)$$

Para cada nodo PQ, tenemos las ecuaciones (4.18) y (4.19). Para cada nodo PV, formulamos la ecuación (4.18) y:

$$\Delta V_i^2 = V_{is}^2 - (e_i^2 + f_i^2) = 0 \quad (4.35)$$

Las ecuaciones de potencia activa y potencia reactiva, constituyen un conjunto de ecuaciones algebraicas no lineales en términos de variables independientes, las tensiones en términos reales e imaginarios. Expandiendo la ecuación de potencia activa (4.18) en las series de Taylor considerando los estimadores iniciales y eliminando los términos de alto orden, dando como resultado el conjunto de ecuaciones lineales:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_{n-1} \\ \Delta Q_1 \\ Q_{n-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial e_1} & \frac{\partial P_1}{\partial e_{n-1}} & \frac{\partial P_1}{\partial f_1} & \frac{\partial P_1}{\partial f_{n-1}} \\ \frac{\partial P_{n-1}}{\partial e_1} & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial e_{n-1}} & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial f_1} & \frac{\partial P_{n-1}}{\partial f_{n-1}} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial e_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial e_{n-1}} & \frac{\partial Q_1}{\partial f_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial f_{n-1}} \\ \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial e_1} & \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial e_{n-1}} & \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial f_1} & \frac{\partial Q_{n-1}}{\partial f_{n-1}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta e_1 \\ \Delta e_{n-1} \\ \Delta f_1 \\ \Delta f_{n-1} \end{bmatrix} \quad (4.36)$$

En la ecuación anterior se asume que el nodo 1 es el nodo compensador. La matriz jacobiana proporciona la relación linealizada entre las pequeñas variaciones de las tensiones nodales descompuestos en coordenadas rectangulares, es decir $e_i + jf_i$, con los pequeños cambios de la potencia activa y reactiva. Los elementos de la matriz jacobiana son las derivadas parciales de las ecuaciones de potencia activa y reactiva evaluados en Δe y Δf . Las ecuaciones pueden ser representadas en forma simplificada de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta e \\ \Delta f \end{bmatrix} \quad (4.37)$$

ΔP y ΔQ son conocidos como potencias residuales, y se obtienen de la potencia programada y la potencia calculada:

$$\Delta P = P_{p(programada)} - P_p^k \quad (4.38)$$

$$\Delta Q = Q_{p(programada)} - Q_p^k \quad (4.39)$$

Δe_p^{k+1} y Δf_p^{k+1} son los nuevos valores estimados de las componentes de potenciales nodales:

$$\Delta e_p^{k+1} = e_p^k + \Delta e_p^k \quad (4.40)$$

$$\Delta f_p^{k+1} = f_p^k + \Delta f_p^k \quad (4.41)$$

Cuando se conocen los valores arrojados en las ecuaciones (4.38), (4.39), (4.40) y (4.41) se calcula el error:

$$\| \Delta P \| \leq \epsilon \quad (4.42)$$

$$\| \Delta Q \| \leq \epsilon \quad (4.43)$$

donde ϵ es un valor cercano a cero, este puede ser considerado 1×10^{-4} . Cuando se cumple esta condición, los valores calculados se encuentran dentro de la tolerancia, por lo tanto, se ha encontrado la solución y finaliza el proceso iterativo.

4.2.2. Cálculo de la matriz Jacobiana

La matriz jacobiana se representa con la letra J. Esta matriz está formada por las derivadas parciales de primer orden. Se asume que la matriz jacobiana tiene inversa en cada iteración. El método de Newton es aplicado a un conjunto de ecuaciones no lineales, reduciendo el problema a resolver un conjunto de ecuaciones lineales a fin de determinar los valores que mejoran la exactitud de los valores estimados. Para los nodos de voltaje controlado, las magnitudes de los potenciales son conocidos. Si m nodos del sistema son de voltaje controlado, m ecuaciones involucran ΔQ y Δf , y las columnas correspondientes de la matriz jacobiana son eliminadas. De acuerdo a esto, hay $n - 1$ restricciones de potencia activa y $n - 1 - m$ restricciones de potencia reactiva, y la matriz jacobiana es del orden $(2n - 2 - m) \times (2n - 2 - m)$. Las derivadas parciales de las ecuaciones (4.18) y (4.19): Si $i = j$

$$\frac{\partial P_i}{\partial e_i} = 2G_{ii}e_i + \sum_{j=1}^n (G_{ij}e_j - B_{ij}f_j) \quad (4.44)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial f_i} = 2G_{ii}f_i + \sum_{j=1}^n (G_{ij}f_j - B_{ij}e_j) \quad (4.45)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial e_i} = -2B_{ii}e_i - \sum_{j=1}^n (G_{ij}f_j + B_{ij}e_j) \quad (4.46)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial f_i} = -2B_{ii}f_i + \sum_{j=1}^n (G_{ij}e_j - B_{ij}f_j) \quad (4.47)$$

$$\frac{\partial V_i^2}{\partial e_i} = 2e_i \quad \frac{\partial V_i^2}{\partial f_i} = 2f_i \quad (4.48)$$

Si $i \neq j$

$$\frac{\partial P_i}{\partial e_j} = G_{ij}e_i + B_{ij}f_i \quad (4.49)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial f_j} = G_{ij}f_i - B_{ij}e_i \quad (4.50)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial e_j} = G_{ij}f_i - B_{ij}e_i \quad (4.51)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial f_j} = -G_{ij}e_i - B_{ij}f_i \quad (4.52)$$

$$\frac{\partial V_i^2}{\partial e_i} = -\frac{\partial \Delta V_i^2}{\partial f_i} = 0 \quad (4.53)$$

4.2.3. Jacobiano de las ecuaciones de potencia activa en líneas de transmisión

$$\frac{P_{ij}}{\partial e_i} = (2e_i - e_j)G_{ij} + f_jB_{ij} \quad (4.54)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial e_j} = -e_iG_{ij} + (-f_i)B_{ij} \quad (4.55)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial f_i} = (2f_i - f_j)G_{ij} - e_jB_{ij} \quad (4.56)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial f_j} = -f_iG_{ij} + e_iB_{ij} \quad (4.57)$$

$$\frac{\partial^2 P_{ij}}{\partial e_i \partial e_j} = -G_{ij} \quad \frac{\partial^2 P_{ij}}{\partial f_i \partial e_j} = -B_{ij} \quad (4.58)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial f_i \partial f_j} = -G_{ij} \quad \frac{\partial^2 P_{ij}}{\partial e_i \partial f_j} = B_{ij} \quad (4.59)$$

4.3. Pérdidas de energía en líneas de transmisión

Las pérdidas en las líneas de transmisión pueden ser calculadas conociendo las tensiones nodales de la red eléctrica. Considera una línea que conecta los nodos i y j ver figura 4.2. La corriente en la línea I_{ij} , medida en el bus i es considerada positiva si está entrando al bus, es decir, $i \rightarrow j$

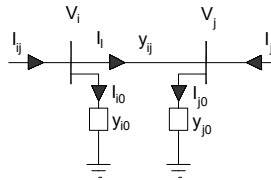


Figura 4.2: Modelo de una línea de transmisión

$$I_{ij} = I_l + I_{i0} = y_{ij}(V_i - V_j) + y_{i0}V_i \quad (4.60)$$

$$I_{ji} = -I_l + I_{j0} = y_{ij}(V_j - V_i) + y_{j0}V_j \quad (4.61)$$

Las potencias complejas S_{ij} del bus i al j y S_{ji} del bus j al i son:

$$S_{ij} = V_i I_{ij}^* \quad (4.62)$$

$$S_{ji} = V_j I_{ji}^* \quad (4.63)$$

Las pérdidas en la línea $i - j$ es el resultado de la suma algebraica:

$$S_{Lij} = S_{ij} + S_{ji} \quad (4.64)$$

Expresando las ecuaciones corriente en coordenadas rectangulares, tenemos:

$$I_{ij} = (G_{ij} + B_{ij}) [(e_i + f_i) - (e_j + f_j)] + (G_{i0} + B_{i0}) [(e_i + f_i)] \quad (4.65)$$

$$I_{ji} = (G_{ij} + B_{ij}) [(e_j + f_j) - (e_i + f_i)] + (G_{j0} + B_{j0}) [(e_j + f_j)] \quad (4.66)$$

Expresando las ecuaciones potencia aparente en coordenadas rectangulares, tenemos:

$$S_{ij} = (e_i + f_i) [-(G_{ij} + B_{ij}) [(e_i + f_i) - (e_j + f_j)] - (G_{i0} + B_{i0})(e_i + f_i)] \quad (4.67)$$

$$S_{ji} = (e_j + f_j) [-(G_{ij} + B_{ij}) [(e_j + f_j) - (e_i + f_i)] - (G_{j0} + B_{j0})(e_j + f_j)] \quad (4.68)$$

Las pérdidas de potencia activa y reactiva en el sistema de transmisión expresadas en coordenadas rectangulares son las siguientes:

$$-\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n G_{ij} \{(f_i - f_j)^2 + (e_i - e_j)^2\} \Leftarrow \text{Pérdidas Potencia Activa} \quad (4.69)$$

$$-\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n B_{ij} \{(f_i - f_j)^2 + (e_i - e_j)^2\} \Leftarrow \text{Pérdidas Potencia Reactiva} \quad (4.70)$$

Pérdidas totales del sistema:

$$\sum_{i \in S_G} P_{Gi} \quad (4.71)$$

4.4. Método Punto Interior

La optimización de funciones no lineales es una herramienta computacional muy importante. El objetivo es minimizar algunas funciones no lineales de costos sujetas a restricciones de igualdad y/o desigualdad. Las herramientas matemáticas utilizadas para resolver problemas de optimización se obtienen directamente de cálculos que involucran diferentes variables para minimizar la función de costo. Donde $f : R^n \rightarrow R$ es una función escalar que representa la optimización de los objetivos operativos del sistema de potencia.

$$f(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (4.72)$$

sujeto a ecuaciones

$$g_i(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \quad (4.73)$$

$$\underline{h} \leq h(x) \leq \bar{h} \quad (4.74)$$

donde: $g : R^n \rightarrow R^m$ es un vector compuesto por funciones con ecuaciones de flujos de potencia convencionales entre otras restricciones de igualdad. $h : R^n \rightarrow R^p$ es un vector de variables funcional con límites mínimos \underline{h} y límites máximos \bar{h} que corresponden a los límites operativos del sistema. Las cuales pueden ser resueltas por multiplicadores de Lagrange. Esto proporciona un argumento de la función de costo al introducir k vectores λ de cantidades indeterminados. La función de costo sin restricciones se convierte en:

$$L = f + \sum_{i=1}^k \lambda_i g_i \quad (4.75)$$

donde

$$\nabla f = \left(\frac{\partial f}{\partial x_1}, \frac{\partial f}{\partial x_2}, \dots, \frac{\partial f}{\partial x_n} \right) \quad (4.76)$$

La ecuación (4.76) es conocida como gradiente. La matriz hessiana está asociada con las segundas derivadas parciales de la función, cuyo resultado es una matriz simétrica:

$$H = \frac{\partial^2 f}{\partial x_i \partial x_j} \quad (4.77)$$

4.4.1. Descripción del método punto interior primal-dual

En este estudio los flujos de potencia óptimos son formulados en coordenadas rectangulares. La función objetivo es minimizar el costo de combustible, minimizar las pérdidas de potencia activa y reactiva y las pérdidas totales del sistema. Función de costo:

$$\sum_{i \in S_G} (a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i) \quad (4.78)$$

Las restricciones operacionales del sistema son:

$$\underline{P}_{ij} \leq P_{ij} \leq \overline{P}_{ij}; (i, j) \in S_{CL} \quad (4.79)$$

$$\underline{V}_i^2 \leq (e_i^2 + f_i^2) \leq \overline{V}_i^2; \quad i = 1, \dots, n \quad (4.80)$$

$$\underline{P}_{Gi} \leq P_{Gi} \leq \overline{P}_{Gi}, \quad i \in S_G \quad (4.81)$$

$$\underline{Q}_{Ri} \leq Q_{Ri} \leq \overline{Q}_{Ri}, \quad i \in Q_R \quad (4.82)$$

donde: a_i, b_i, c_i son los coeficientes de costo de combustible de la planta termoeléctrica i $G_{ij} + jB_{ij}$ es la admitancia entre los nodos i y j P_{Gi}, Q_{Ri} potencia activa y reactiva en el nodo i P_{Di}, Q_{Di} demanda de potencia activa y reactiva en el nodo i (i, j) línea de transmisión que conecta los nodos i, j S_{CL} conjunto de líneas con restricciones S_G, S_R conjunto de plantas termoeléctricas y fuentes de potencia reactiva P_{ij} Potencia en líneas de transmisión (4.20)

Se formula la ecuación de Lagrange:

$$L = f(x) - g(x) \lambda + \pi_l^T (h(x) - s_l - \underline{h}) + \pi_u^T (h(x) - s_u - \bar{h}) - \mu \left(\sum_{i=1}^k \ln s_{li} + \sum_{i=1}^k \ln s_{ui} \right) \quad (4.83)$$

Se formulan los siguientes vectores que contienen los límites máximos y mínimos de los parámetros:

$$s_u = [s_{up} \ s_{uq} \ s_{ul} \ s_{uv} \ s_{ur}]^T \Leftarrow \text{Límites máximos del nodo compensador} \quad (4.84)$$

$$s_l = [s_{lp} \ s_{lq} \ s_{ll} \ s_{lv} \ s_{lr}]^T \Leftarrow \text{Límites mínimos del nodo compensador} \quad (4.85)$$

$$\pi_u = [\pi_{up} \ \pi_{uq} \ \pi_{ul} \ \pi_{uv} \ \pi_{ur}]^T \Leftarrow \text{Multiplicadores de Lagrange} \quad (4.86)$$

$$\pi_l = [\pi_{lp} \ \pi_{lq} \ \pi_{ll} \ \pi_{lv} \ \pi_{lr}]^T \Leftarrow \text{Multiplicadores de Lagrange} \quad (4.87)$$

Condiciones óptimas

Karush – Kuhn Tucker (KKT)

$$S\pi_l = 0 \quad (s_l, \pi_l) \geq 0 \quad (4.88)$$

$$Z\hat{v} = 0 \quad (s_u, \hat{v}) \geq 0 \quad (4.89)$$

$$s_l + s_u - \bar{h} + \underline{h} = 0 \quad (4.90)$$

$$h(x) + s_u - \bar{h} = 0 \quad (4.91)$$

$$\nabla f(x) - J_g(x)^T \lambda + J_h(x)^T (\pi_l) = 0 \quad (4.92)$$

$$-g(x) = 0 \quad (4.93)$$

donde $s_l \in R^p$ y $s_u \in R^p$ son vectores slack que transforman las ecuaciones de desigualdad en ecuaciones de igualdad

$$S = \text{diagonal}(s_{l1}, \dots, s_{lp})$$

$$Z = \text{diagonal}(s_{u1}, \dots, s_{up})$$

$\nabla f : R^n \rightarrow R^n$ es el gradiente de f

$J_g : R^n \rightarrow R^{m \times n}$ es el jacobiano de g

$J_h : R^n \rightarrow R^{p \times n}$ es el jacobiano de h

$$\hat{v} = (\pi_l + \pi_u)$$

$$\hat{\gamma} = \text{diagonal}(\hat{v}_1, \dots, \hat{v}_p)$$

La mayor dificultad en resolver las condiciones KKT es principalmente por las ecuaciones de 4.88 a 4.93. El método de Newton no puede asegurar automáticamente $(s_l, s_u, \pi_l, \hat{v}) \geq 0$, y la solución numérica de $S\pi = 0$ y $Z\hat{v} = 0$ es intrigante. Por ejemplo, las ecuaciones de Newton para $s_i \Delta \pi_i + \pi_i^k \Delta s_i = 0$ es

$$s_i \Delta \pi_i + \pi_i^k \Delta s_i = -s_i^k \pi_i^k \quad (4.94)$$

Si alguna de las variables es cero, entonces $\pi_i^k = 0$, entonces las ecuaciones de Newton se convierten en $s_i^k \Delta \pi_i = 0$, conduciendo a una actualización cero. Consecuentemente, π_i^k permanecerá en cero una vez que se convierta en cero, lo cual es fatal porque el algoritmo nunca será capaz de recuperarse de esta situación. El método punto interior primal-dual rechaza estas dificultades considerando las siguientes ecuaciones perturbadas KKT:

$$S\pi_l = \mu_k e \quad (4.95)$$

$$Z\hat{v} = \mu_k e \quad (4.96)$$

$$s_l + s_u - \bar{h} + \underline{h} = 0 \quad (4.97)$$

$$h(x) + s_u - \bar{h} = 0 \quad (4.98)$$

$$\nabla f(x) - J_g(x)^T \lambda + J_h(x)^T (\pi_l) = 0 \quad (4.99)$$

$$-g(x) = 0 \quad (4.100)$$

donde $e = (1, 1, 1, \dots, 1)^T$ es un vector de unos, y $\mu_k > 0$ es el parámetro de ba-

rrera que forza a decrecer a cero $k \rightarrow \infty$. Los residuales complementarios se dirigen a cero en el mismo lugar, $s_i^k \pi_i^k = \mu_k \rightarrow 0$ como $k \rightarrow \infty$. Los pasos principales del algoritmo punto interior primal-dual son:

Paso 0: Configurar $k = 0$, elegir $\mu_0 > 0$ y un punto inicial $y_0 = (s_{l0}, s_{u0}, \pi_{l0}, \pi_{u0}, x_0, \lambda_0)$ con $(s_{l0}, s_{u0}, \pi_{l0}, \hat{v}_0) > 0$.

Paso 1: Formar el sistema de Newton de con las ecuaciones KKT perturbadas en el punto y_k y resolver para la dirección de Newton Δy .

Paso 2: Calcular la longitud de paso α_k a lo largo de Δy y obtener una nueva solución estimada como $y_{k+1} = y_k + \alpha_k \Delta y$.

Paso 3: Si y_{k+1} satisface los criterios de convergencia, entonces detenerse. De lo contrario configure $k \leftarrow k + 1$, calcular el parámetro de barrera $\mu_k < \mu_{k-1}$, y volver al paso 1.

$$x = [P_{Gi} \quad Q_{Ri} \quad e_i \quad f_i \quad P_{Gs} \quad Q_{Rs}] \quad (4.101)$$

$$J_g = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial x} & \frac{\partial P_i}{\partial x} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial x} & \frac{\partial Q_i}{\partial x} \end{bmatrix} \quad (4.102)$$

$$H = \nabla^2 f(x) - \sum_{j=1}^m \nabla^2 g_j(x) \lambda_j + \sum_{j=1}^p \nabla^2 h_j(x) \pi_u \quad (4.103)$$

En el paso 1, la dirección de Newton Δy se obtiene como la solución de las ecuaciones lineales del sistema indefinido.

$$\begin{bmatrix} \Pi & o & S & o & o & o \\ o & \hat{\gamma} & Z & Z & o & o \\ I & I & o & o & o & o \\ o & I & o & o & J_h & o \\ o & o & o & J_h^T & H & -J_g^T \\ o & o & o & o & -J_g & o \end{bmatrix} \begin{pmatrix} \Delta s_l \\ \Delta s_u \\ \Delta \pi_l \\ \Delta \pi_u \\ \Delta x \\ \Delta \lambda \end{pmatrix} = - \begin{bmatrix} S\pi_l - \mu_k^e \\ Z\hat{v} - \mu_k^e \\ s_l + s_u - \bar{h} + \underline{h} \\ h(x) + s_u - \bar{h} \\ \nabla f(x) - J(x)_g^T \lambda + J(x)_h^T \pi_u \\ -g(x) \end{bmatrix} \quad (4.104)$$

Actualización de las variables:

Formular y resolver el sistema en dirección de Δy es la tarea computacional más pesada dentro del método iterativo punto interior. En el paso 2, una nueva solución

estimada para y_{k+1} se obtiene por:

$$X_{k+1} = X_k + \alpha_k \Delta x \quad \lambda_{k+1} = \lambda_k + \alpha_k \Delta \lambda \quad (4.105)$$

$$S_{lk+1} = X_{lk} + \alpha_k \Delta S_l \quad S_{uk+1} = S_{uk} + \alpha_k \Delta S_u \quad (4.106)$$

$$\pi_{lk+1} = \pi_{lk} + \alpha_k \Delta \pi_l \quad \pi_{uk+1} = \pi_{uk} + \alpha_k \Delta \pi_u \quad (4.107)$$

donde $\alpha_k \in (0, 1]$ la longitud de paso máximo que se puede ser tomado a lo largo de Δy , dado por

$$\alpha_k \left\{ \lambda \min_i \left\{ \frac{-s_{li}^k}{\Delta s_{li}} \left| \Delta s_i < 0, \quad \frac{-s_{ui}^k}{\Delta s_{ui}} \left| \Delta s_{ui} < 0 \right. \right\}, \right. \\ \left. \lambda \min_i \left\{ \frac{-\pi_{li}^k}{\Delta \pi_{li}} \left| \Delta \pi_i < 0, \quad \frac{-\pi_{ui}^k}{\Delta \pi_{ui}} \left| \Delta \pi_{ui} < 0 \right. \right\}, 1 \right\} \quad (4.108)$$

donde $\gamma \in (0, 1)$ es el factor de seguridad que asegura que y_{k+1} mantendrá las condiciones positivamente $(s_l, s_u, \pi_l, \hat{v}) > 0$. Se recomienda un valor de 0.99995 para γ . En el paso 3, la k iteración es considerada de convergencia si

$$\max \{ \max \{ \underline{h} - h(x_k) \}, \max \{ h(x_k) - \bar{h} \}, \|g(x_k)\|_2 \} \leq \epsilon_1 \quad (4.109)$$

$$\frac{\left\| \nabla f(x) - J(x)_g^T \lambda + J(x)_h^T \pi_u \right\|_\infty}{1 + \|x_k\|_2 + \|\lambda_k\|_2 + \|\pi_{uk}\|_2} \leq \epsilon_1 \quad (4.110)$$

$$\frac{\rho_k}{1 + \|x_k\|_2} \leq \epsilon_2 \quad (4.111)$$

$$\frac{|f(x_k) - f(x_{k-1})|}{1 + |f(x_k)|} \leq \epsilon_2 \quad (4.112)$$

donde ϵ_1 y ϵ_2 son tolerancias predeterminadas y ρ_k es la residual de las condiciones complementarias, obtenidas por

$$\rho_k = s_k^T \pi_k + z_k^T \hat{v}_k \quad (4.113)$$

Si no encuentra la convergencia, entonces μ_k se reduce basado en un decremento esperado de un promedio residual complementario, como Parámetro de barrera

$$\mu_{k+1} = \frac{\sigma \rho_k}{2p} \quad (4.114)$$

donde $\sigma \in (0, 1)$ es la reducción esperada en ρ_k conocida como parámetro central. Valores iniciales Las variables iniciales slack primal, pueden ser obtenidas de la siguiente manera:

$$s_{1i}^0 = \min (\max (0, 15(\bar{h} - \underline{h}), h_i(x^0), 0, 85(\bar{h} - \underline{h})) \quad (4.115)$$

$$s_{2i}^0 = (\bar{h} - \underline{h}) - s_{1i}^0 \quad (4.116)$$

Las variables de dualidad están dadas por:

$$z_1^0 = \mu^0 (S_{1i}^0)^{-1} e \quad (4.117)$$

$$z_2^0 = \mu^0 (S_{2i}^0)^{-1} e \quad (4.118)$$

4.4.2. Cálculo de la matriz Hessiana

La matriz Hessiana se compone al realizar la segunda derivada parcial de las ecuaciones de potencia, la formulación de la misma de muestra en las siguientes ecuaciones:

$$\frac{\partial^2 P_i}{\partial e_i^2} = \frac{\partial^2 P_i}{\partial f_i^2} = 2G_{ii} \quad (4.119)$$

$$\frac{\partial^2 P_i}{\partial e_i \partial e_j} = \frac{\partial^2 P_i}{\partial f_i \partial f_j} = G_{ij} \quad (4.120)$$

$$\frac{\partial^2 P_i}{\partial e_i \partial f_j} = -B_{ij} \quad (4.121)$$

$$\frac{\partial^2 P_i}{\partial e_j \partial f_i} = B_{ij} \quad (4.122)$$

$$\frac{\partial^2 Q_i}{\partial e_i^2} = \frac{\partial^2 Q_i}{\partial f_i^2} = -2B_{ii} \quad (4.123)$$

$$\frac{\partial^2 Q_i}{\partial e_i \partial e_j} = \frac{\partial^2 Q_i}{\partial f_i \partial f_j} = -B_{ij} \quad (4.124)$$

$$\frac{\partial^2 Q_i}{\partial e_i \partial f_j} = -G_{ij} \quad (4.125)$$

$$\frac{\partial^2 Q_i}{\partial e_j \partial f_i} = G_{ij} \quad (4.126)$$

$$\nabla_{ee}^2 P_i = \begin{bmatrix} 0 & 0 & \cdots & 0 & G_{i1} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & G_{i2} & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & G_{ii-1} & 0 & \cdots & 0 \\ G_{i1} & G_{i2} & \cdots & G_{ii-1} & 2G_{ii} & G_{ii+1} & \cdots & G_{in} \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & G_{ii+1} & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & G_{in} & 0 & \cdots & 0 \end{bmatrix} \quad (4.127)$$

$$\nabla_{ff}^2 P_i = \begin{bmatrix} 0 & 0 & \cdots & 0 & G_{i2} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & G_{i3} & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & G_{ii-1} & 0 & \cdots & 0 \\ G_{i2} & G_{i3} & \cdots & G_{ii-1} & 2G_{ii} & G_{ii+1} & \cdots & G_{in} \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & G_{ii+1} & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & G_{in} & 0 & \cdots & 0 \end{bmatrix} \quad (4.128)$$

$$\nabla_{fe}^2 P_i = \begin{bmatrix} 0 & 0 & \cdots & 0 & -B_{i2} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & -B_{i3} & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & B_{ii-1} & 0 & \cdots & 0 \\ B_{i2} & B_{i3} & \cdots & B_{ii-1} & 0 & B_{ii+1} & \cdots & B_{in} \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & -B_{ii+1} & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & -B_{in} & 0 & \cdots & 0 \end{bmatrix} \quad (4.129)$$

$$\nabla_{ee}^2 Q_i = - \begin{bmatrix} 0 & 0 & \cdots & 0 & B_{i1} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & B_{i2} & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & B_{ii-1} & 0 & \cdots & 0 \\ B_{i1} & B_{i2} & \cdots & B_{ii-1} & 2B_{ii} & B_{ii+1} & \cdots & B_{in} \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & B_{ii+1} & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & B_{in} & 0 & \cdots & 0 \end{bmatrix} \quad (4.130)$$

$$\nabla_{ff}^2 Q_i = \begin{bmatrix} 0 & 0 & \cdots & 0 & B_{i2} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & B_{i3} & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & B_{ii-1} & 0 & \cdots & 0 \\ B_{i2} & B_{i3} & \cdots & B_{ii-1} & 2B_{ii} & B_{ii+1} & \cdots & B_{in} \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & B_{ii+1} & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & B_{in} & 0 & \cdots & 0 \end{bmatrix} \quad (4.131)$$

$$\nabla_{fe}^2 Q_i = \begin{bmatrix} 0 & 0 & \cdots & 0 & -G_{i2} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & -G_{i3} & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & -G_{ii-1} & 0 & \cdots & 0 \\ G_{i2} & G_{i3} & \cdots & G_{ii-1} & 0 & G_{ii+1} & \cdots & G_{in} \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & -G_{ii+1} & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & -G_{in} & 0 & \cdots & 0 \end{bmatrix} \quad (4.132)$$

(4.133)

Capítulo 5

Resultados

5.1. Introducción

En el presente capítulo se muestran los resultados obtenidos al desarrollar los siguientes casos: 1. Se desarrolló un estudio de flujos de potencia óptimos por el método punto interior, el algoritmo se implementó en el software Matlab, utilizando los sistemas de prueba de 9 nodos, obteniendo como resultados la potencia de generación de cada unidad, los flujos de potencia y las pérdidas en las líneas de transmisión.

2. Se realizó el método despacho económico y asignación de unidades, se implementó en los sistemas de prueba de 9 nodos y 118 nodos de la IEEE. Se utilizaron los resultados para calcular los flujos de potencia por el método Newton-Raphson, se implementó el algoritmo en el software Matlab, posteriormente se calcularon las pérdidas los enlaces de cada uno de los sistemas.

Los sistemas de prueba incluyen unidades de generación térmicas y eólicas, por lo cual se muestran los resultados del cálculo de la potencia mecánica que puede suministrar un parque eólico en función de parámetros de diseño y condiciones climáticas, caracterizando la velocidad del viento por medio de la función de densidad probabilística.

Los métodos utilizados se describen en los capítulos del 2 al 4.

5.2. Función de densidad probabilística Weibull

En la figura 5.1 se observa la potencia de un generador eólico convencional, el cual requiere una velocidad inicial de 3m/s para generar energía mecánica, si la velocidad del viento es inferior a la velocidad inicial, no produce energía. Los generadores eólicos están diseñados para protegerse en caso de ráfagas de viento, es decir, si la velocidad del viento es superior a la velocidad de salida del generador eólico no generará energía, el límite de salida es de 25m/s, los generadores eólicos producen energía de acuerdo a la ecuación 3.13 siempre que se encuentre en un rango de velocidad entre 3 y 25 m/s. La velocidad nominal es 10.28 m/s (característica de diseño del generador eólico), si la velocidad del viento se encuentra entre la velocidad nominal y la velocidad de salida, el generador va a producir energía a su potencia nominal. El parque eólico

del presente caso de estudio tiene un factor de forma k equivalente a 2 y un factor de escala c igual a 10.

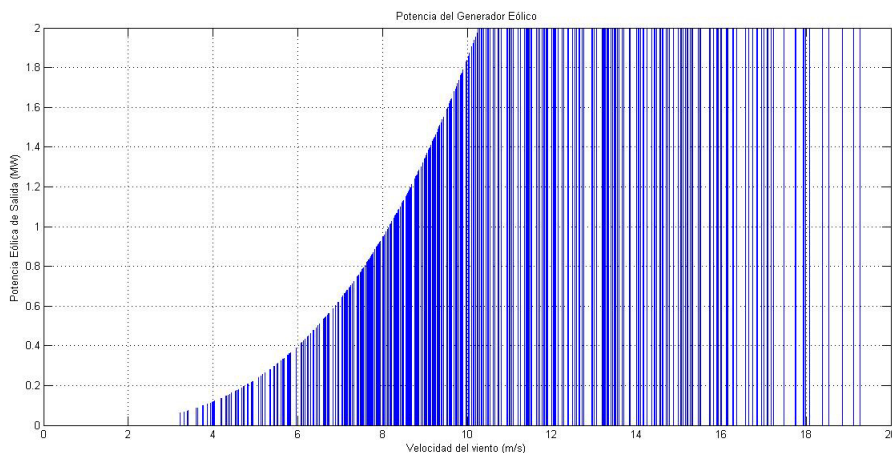


Figura 5.1: Potencia de salida de un generador eólico.

En la figura 5.2 se presenta la función de densidad probabilística Weibull de una región, la cual muestra la caracterización de las velocidades de los vientos durante cierto periodo de tiempo, se aprecia que en esa región predominan las velocidades entre 6 m/s y 11 m/s, las cuales son ideales para la producción de energía eólica.

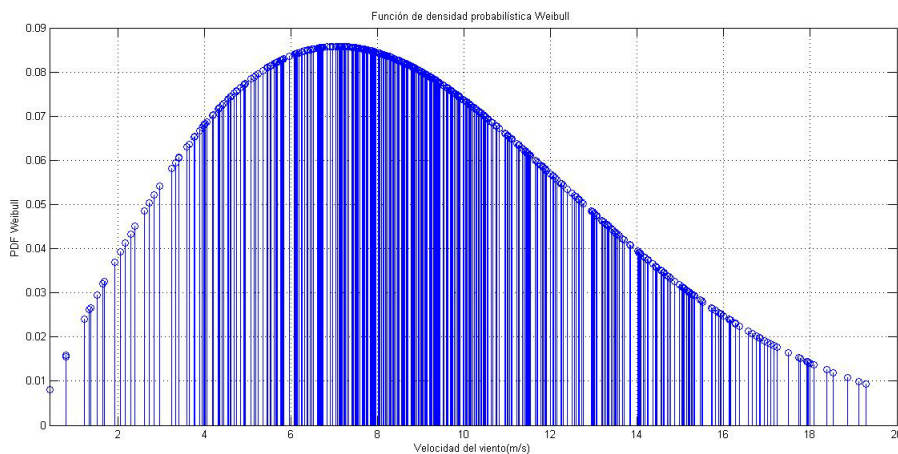


Figura 5.2: Función de densidad probabilística Weibull

La figura 5.3 muestra la función de densidad probabilística Weibull en base a la potencia de los generadores eólicos, es decir, al conocer la función de densidad probabilística de los vientos en determinada región durante un periodo dado, la función fue adaptada para estimar la potencia eólica en una región a diferentes

horas, si hay mayor probabilidad de generar potencia eólica a cierta hora, se repiten los valores mayor cantidad de veces.

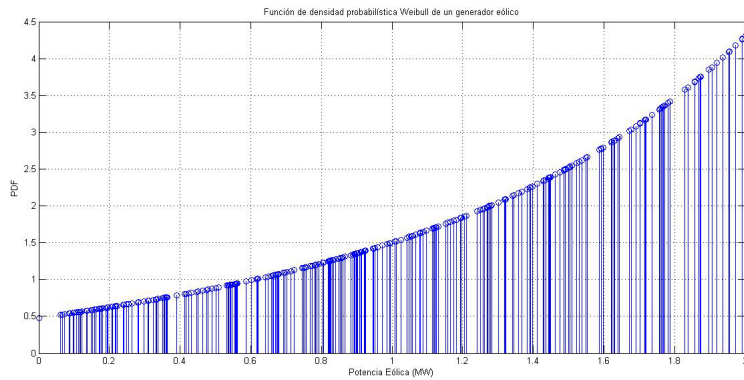


Figura 5.3: Función de densidad probabilística de un parque eólico

El parque eólico está formado por 50 aerogeneradores, cada uno tiene una potencia nominal de 2MW, equivalente a 0.2 pus. En la figura 5.4 se muestra el pronóstico obtenido con la función de densidad probabilística Weibull de potencia eólica, el pronóstico está dado por horas, se representa con la línea azul, la línea punteada color verde representa la potencia de salida de un parque eólico, se observa que en algunas horas la diferencia de las potencias es muy grande, mientras en otras la diferencia de potencia es nula.

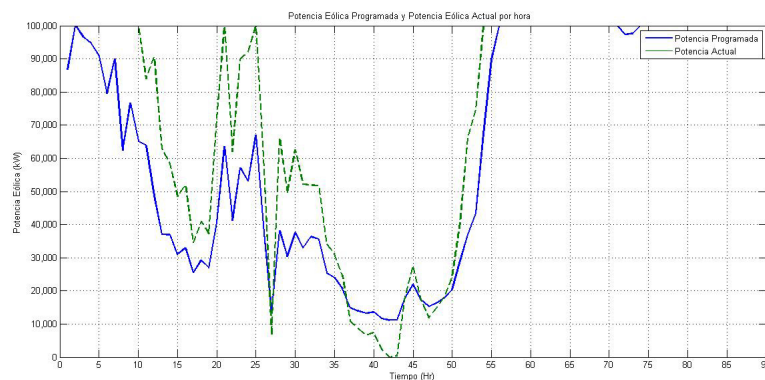


Figura 5.4: Pronostico de la potencia eólica

En la figura 5.5 se muestra el costo de la energía eólica del caso de estudio, el costo se incrementa gradualmente si la potencia de salida del generador es mayor que la potencia eólica programada debido a que la energía eólica producida no se está aprovechando ya que no se ha contemplado en el estudio de flujos de potencia óptimos y puede causar que las líneas de transmisión estén sobrecargadas. Se considera un

costo cuando la potencia generada es menor que la potencia programada debido a que se requieren unidades de generación externas para suministrar la potencia que no es suministrada por los parques eólicos, es decir, es el costo por las unidades de generación de reserva.

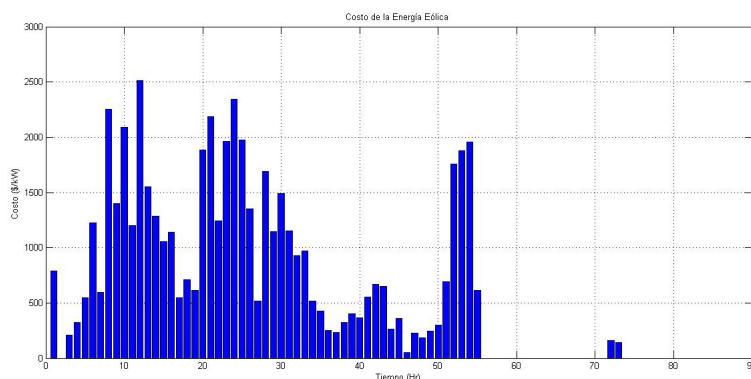


Figura 5.5: Costo de la energía eólica

5.3. Sistema de prueba de 9 nodos

5.3.1. Método Punto Interior implementado en sistema de prueba de 9 nodos considerando generación térmica

En el capítulo 4 se describe el método punto interior primal dual, el cual fue programado en el software Matlab utilizando el sistema de prueba de 9 nodos mostrado en la figura 5.7. Las potencias iniciales de generación fueron configuradas asignando la potencia de generación máxima de cada unidad. Las variables heurísticas de inicialización en las ecuaciones 4.115 y 4.116 se recomienda variar el valor 0.15 en un rango de 0 a 1. Para el sistema de prueba de 9 nodos se asignó el valor de 0.78 en la ecuación 4.115, al ajustar este valor se obtienen cambios en las potencias de generación, cuando la suma de las potencias es igual a la carga instalada, se ha encontrado el coeficiente de las variables iniciales slack primal.

En la tabla 5.2 se muestran los resultados obtenidos por la herramienta computacional del método punto interior, donde se asigna la potencias de generación de las 3 unidades. El nodo 1 es el nodo compensador (slack) el cual suministrará la energía faltante para satisfacer la carga y las pérdidas en los enlaces del sistema eléctrico.

Tabla 5.1: Despacho económico del sistema de 9 nodos por el método Punto Interior

Bus	a(\$/MW2.hr)	b(\$/MW.hr)	c(\$/hr)	Pmax	Pmin
1	0.01	2.45	105	1.8	0.3
2	0.01	3.51	44.1	0.9	0.15
3	0.01	3.89	40.6	1.9	0.4

Tabla 5.2: Despacho económico del sistema de 9 nodos por el método Punto Interior

Bus	Pg	\$/MW.hr	Reserva
1	1.2289	108.03	0.5711
2	0.5804	46.14	0.3196
3	1.4244	46.16	0.4756
Total	3.2337	200.33	1.3663

El despacho económico contempla la carga instalada. La herramienta computacional por el método punto interior muestra los resultados de flujos de potencia en la tabla 5.3, después de dos iteraciones el sistema ya no actualiza las variables, el error calculado por la ecuación 4.109 es 4.0027, el error por la ecuación 4.110 es 1.7796, el error calculado por la ecuación 4.110 es 0.0275. El sistema se detiene después de cinco iteraciones debido a que los resultados ya no son actualizados.

Tabla 5.3: Flujos de potencia del sistema de 9 Nodos

Bus	Vi	Vpu	Tensión kV	Ángulo
1	1.0198 + 0.0000i	1.0198	16.8268	0
2	1.0128 - 0.0123i	1.0129	18.2316	-0.6947
3	1.0160 - 0.0123i	1.0161	14.0215	-0.6928
4	1.0087 - 0.0120i	1.0088	232.0131	-0.684
5	0.9987 - 0.0268i	0.999	229.7758	-1.537
6	1.0009 - 0.0233i	1.0011	230.2606	-1.3313
7	1.0062 - 0.0196i	1.0064	231.4714	-1.1158
8	1.0026 - 0.0229i	1.0028	230.6531	-1.3098
9	1.0087 - 0.0179i	1.0088	232.0309	-1.0155

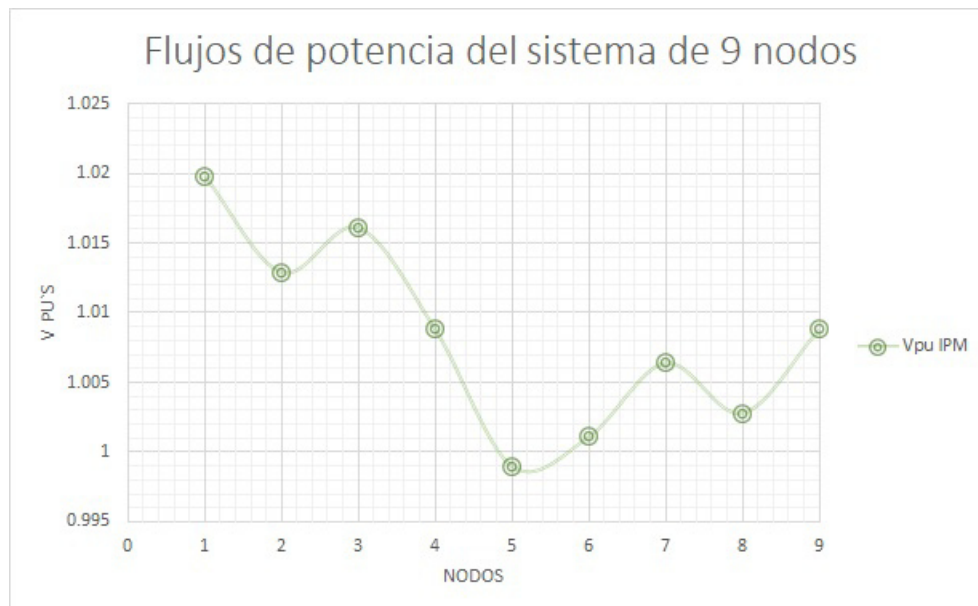


Figura 5.6: Flujos de Potencia sistema de nueve nodos IPM

En la gráfica 5.6 se aprecia que las tensiones nodales se mantienen dentro de los límites de seguridad. Las pérdidas de energía arrojadas por la herramienta computacional del método punto interior se despliegan en la tabla 5.4.

Tabla 5.4: Pérdidas de energía en los enlaces del sistema de 9 Nodos Método Punto Interior

Enlace	P LOSS	Q LOSS
(1,4)	0.0000814	-0.0047
(4,5)	0.0003697	-0.0037
(4,6)	0.0003288	-0.002
(2,7)	0.0000271	-0.0016
(5,7)	0.0001177	-0.0007
(7,8)	0.000045	-0.0003
(3,9)	0.0000252	-0.0014
(6,9)	0.0001065	-0.0005
(8,9)	0.0000616	-0.0006
Total	0.001163	-0.0155

Las pérdidas en líneas de transmisión representan el 0.036 % de la energía que se genera, las cuales son despreciables.

5.3.2. Método Newton-Raphson implementado en sistema de prueba de 9 nodos considerando generación térmica

Para sistemas eléctricos poco mallados se considera el despacho económico asignando mayor generación a las unidades térmicas de menor costo considerando los límites de seguridad de las mismas, para sistemas muy grandes, éste se divide por áreas y se realiza un despacho económico para cada una. El estudio se realizó en el sistema de prueba mostrado en la figura 5.7.

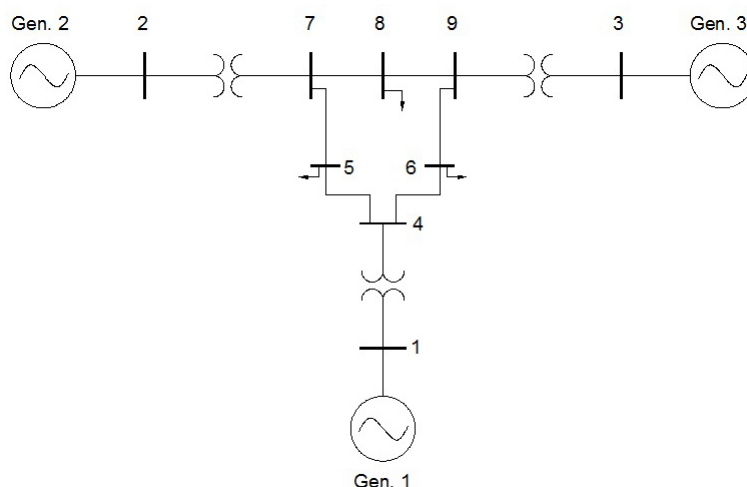


Figura 5.7: Sistema de prueba WSCC, 3-generadores térmicos, 9-nodos

La asignación de unidades se muestra en la tabla 5.5, considerando los principios fundamentales de despacho económico se asignó una potencia de generación del 90 % a las unidades 2 y 3 debido a que representan un costo de generación muy bajo. El nodo 1 es el nodo compensador (slack) el cual suministrará la energía faltante para satisfacer la carga y las pérdidas en los enlaces del sistema eléctrico.

Tabla 5.5: Asignación de unidades del sistema de 9 nodos

Bus	a	b	c	Pmax	Pmin	Pg	\$/MW.hr	Reserva
3	0.01	3.89	40.6	1.9	0.4	1.71	44.50	0.19
2	0.01	3.51	44.1	0.9	0.15	0.81	47.62	0.09
1	0.01	2.45	105	1.8	0.3	0.69	107.46	1.11

En la tabla 5.5 se ordenan los buses de acuerdo al costo mínimo de operación de las unidades generadoras debido a que serán las que tienen mayor preferencia para operar cuando existan incrementos de carga. El despacho económico contempla la

carga instalada más el 2% para suministrar las pérdidas en los enlaces del sistema eléctrico. La columna Pg indica la potencia que generará cada unidad.

Tabla 5.6: Datos del sistema

Generador	Pg	\$/MW.hr	Nodo	Carga Pdi	Carga Qdi
1	0.69	106.7	5	0.9	0.3
2	0.81	46.95	6	1	0.35
3	1.71	47.28	8	1.25	0.5
Gen. Total	3.21	200.93	Carga Total	3.15	1.15

Los resultados obtenidos de los flujos de potencia se realizaron por medio del método Newton Raphson, se considera una tolerancia de convergencia de 1×10^{-4} , después de cuatro iteraciones el sistema converge, el error es de 7.0968×10^{-7} , ver tabla 5.7.

Tabla 5.7: Flujos de potencia del sistema de 9 Nodos

Bus	Vi	Vpu	Ángulo
1	1.0000 + 0.0000i	1	0
2	0.9976 + 0.0694i	1	3.9824
3	0.9804 + 0.1968i	1	11.3501
4	0.9850 - 0.0396i	0.9858	-2.2999
5	0.9545 - 0.0871i	0.9585	-5.211
6	0.9709 - 0.0453i	0.972	-2.6704
7	0.9955 + 0.0186i	0.9956	1.0678
8	0.9841 + 0.0098i	0.9842	0.5678
9	0.9974 + 0.0980i	1.0022	5.612

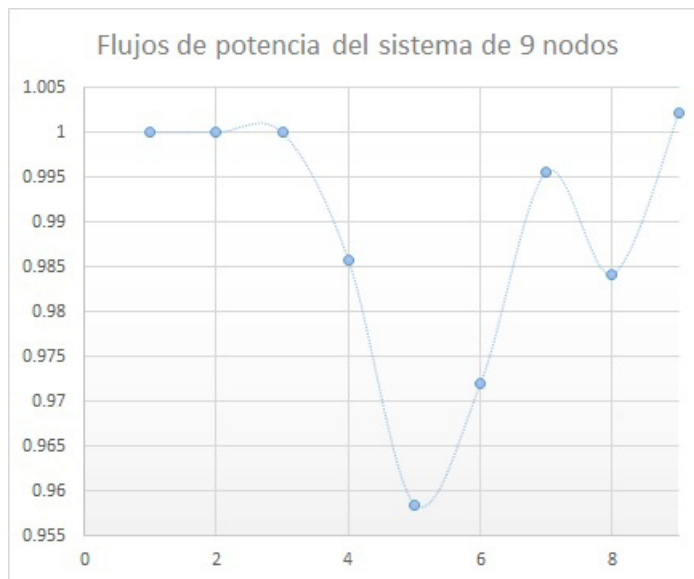


Figura 5.8: Flujos de Potencia del sistema de 9 nodos método Newton-generación térmica

En la gráfica 5.8 se aprecia que las tensiones nodales se mantienen constantes en los nodos del 1 al 3, esto ocurre debido a que pertenecen a nodos de generación, las variaciones de tensión corresponden a los nodos de carga del 4 al 9.

Tabla 5.8: Pérdidas de energía en los enlaces del sistema de 9 Nodos

Enlace	P LOSS	Q LOSS
(1,4)	0	-0.0311
(4,5)	0.0043	-0.0369
(4,6)	0.0004	-0.0024
(2,7)	0	-0.0415
(5,7)	0.0152	-0.0767
(7,8)	0.0003	-0.0028
(3,9)	0	-0.1715
(6,9)	0.0272	-0.1187
(8,9)	0.0092	-0.0779
Total	0.0566	-0.5599

De acuerdo a los resultados de la tabla 5.7, se observa que las tensiones nodales se encuentran dentro de los límites de seguridad, las pérdidas en líneas de transmisión representan el 1.76 % de la energía que se genera.

5.3.3. Despacho económico Método Punto Interior, Flujos de potencia Método Newton implementado en sistema de prueba de 9 nodos considerando generación térmica

En los resultados obtenidos por el método punto interior, el programa realizado en Matlab encontró la convergencia con un error máximo de 4 %, por lo cual se seleccionaron las potencias de generación encontradas por este método como se muestra en la tabla 5.2 y fueron introducidas en la herramienta computacional realizada en Matlab por el método Newton-Raphson, y se obtuvieron los resultados de los flujos en la tabla siguiente 5.9

Tabla 5.9: Flujos de potencia del sistema de 9 Nodos

Bus	V_i	V_{pu}	Ángulo
1	1.0000 + 0.0000i	1	0
2	0.9988 - 0.0494i	1	-2.8302
3	0.9975 + 0.0714i	1	4.0919
4	0.9868 - 0.0707i	0.9893	-4.0975
5	0.9527 - 0.1406i	0.963	-8.3932
6	0.9721 - 0.1021i	0.9775	-5.9928
7	0.9928 - 0.0841i	0.9963	-4.8433
8	0.9807 - 0.0938i	0.9852	-5.4628
9	1.0034 - 0.0105i	1.0035	-0.5977

Las pérdidas en las líneas de transmisión fueron calculadas nuevamente, los resultados se muestran en la tabla 5.10

Tabla 5.10: Pérdidas de energía en los enlaces del sistema de 9 Nodos Método Newton

Enlace	P LOSS	Q LOSS
(1,4)	0	-0.0898
(4,5)	0.0083	-0.0702
(4,6)	0.0023	-0.0126
(2,7)	0	-0.0199
(5,7)	0.0057	-0.0287
(7,8)	0.0004	-0.0033
(3,9)	0	-0.1149
(6,9)	0.012	-0.0523
(8,9)	0.0086	-0.073
Total	0.0373	-0.4647

La herramienta computacional realizada en Matlab a través del método Newton, encuentra la convergencia en cuatro iteraciones, con un error de $2.2431e-06$ %. Los resultados de los flujos de potencia y pérdidas en los enlaces son más confiables a los proporcionados por el método punto interior debido a que el error es muy pequeño y se encuentra dentro de los límites establecidos

5.3.4. Comparación de resultados en sistema de prueba de 9 nodos considerando generación térmica

En la tabla 5.11 se muestran los parámetros que se evalúan en el sistema de 9 nodos resultado de los métodos punto interior primal-dual (IMP), el método de Newton y la combinación de ambos métodos, donde se obtiene el despacho económico a través del método IPM y se calculan los flujos de potencia por medio del método de Newton (IPM-Newton)

Tabla 5.11: Comparación de resultados en sistema de 9 Nodos

PARÁMETROS	IPM	NEWTON	IPM-NEWTON
Generación total	3.2337	3.21	3.2337
Carga del sistema	3.15	3.15	3.15
Costo total	200.33	200.93	200.33
Pérdidas en los enlaces	0.001163	0.0566	0.0384
Error máximo	3.9979	7.10E-07	1.98E-06

En la tabla 5.11 se observa que el menor costo de energía se obtiene por el método punto interior, sin embargo el error calculado por este método es mayor que la tolerancia establecida. El método Newton presenta resultados muy competitivos y confiables debido a que el error calculado es menor a la tolerancia establecida. Sin embargo, se obtienen mejores resultados cuando se combinan ambos métodos, en el cual se aprecia una reducción en el costo y resultados confiables de flujos de potencia, como consecuencia se tiene una disminución en las pérdidas del sistema de 9 nodos. En la tabla 5.12 se muestran los resultados obtenidos de los flujos de potencia calculados en pus por los métodos propuestos. Los resultados de los flujos se aparecen en la gráfica 5.9.

Tabla 5.12: Comparación de flujos de potencia, sistema de de 9 Nodos

NODO	V _{pu} IPM	V _{pu} NEWTON	V _{pu} IPM-NEWTON
1	1.0198	1	1
2	1.0129	1	1
3	1.0161	1	1
4	1.0088	0.9858	0.9892
5	0.999	0.9585	0.9628
6	1.0011	0.972	0.9772
7	1.0064	0.9956	0.9964
8	1.0028	0.9842	0.9852
9	1.0088	1.0022	1.0034

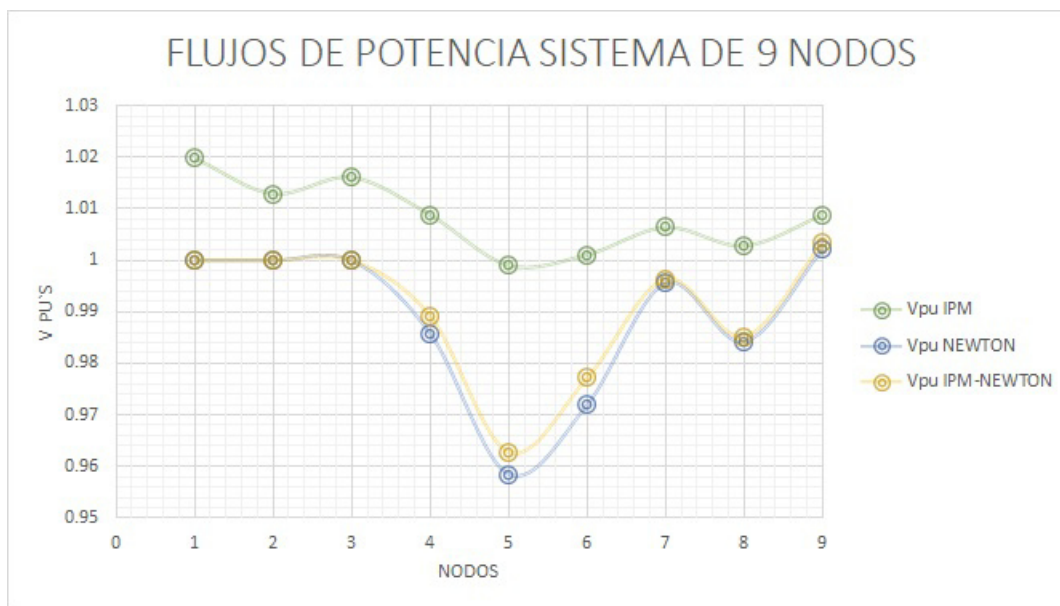


Figura 5.9: Flujos de Potencia sistema de 9 nodos Métodos IPM y Newton

En la gráfica se aprecia que los resultados obtenidos de ambos métodos, las tensiones nodales se encuentran dentro de los límites de seguridad. El error calculado es menor el obtenido por el método Newton-Raphson, lo cual indica que los resultados obtenidos por el método Newton-Raphson son más confiables. Las pérdidas en los enlaces del sistema de 9 nodos obtenidas en ambos métodos se aprecia en la gráfica 5.10, en la cual se observa que las pérdidas calculadas por el método punto interior son despreciables representan el 0.042% de la energía generada, el método Newton muestra que las pérdidas de energía son el 1.184% de la energía generada para el sistema de 9 nodos.

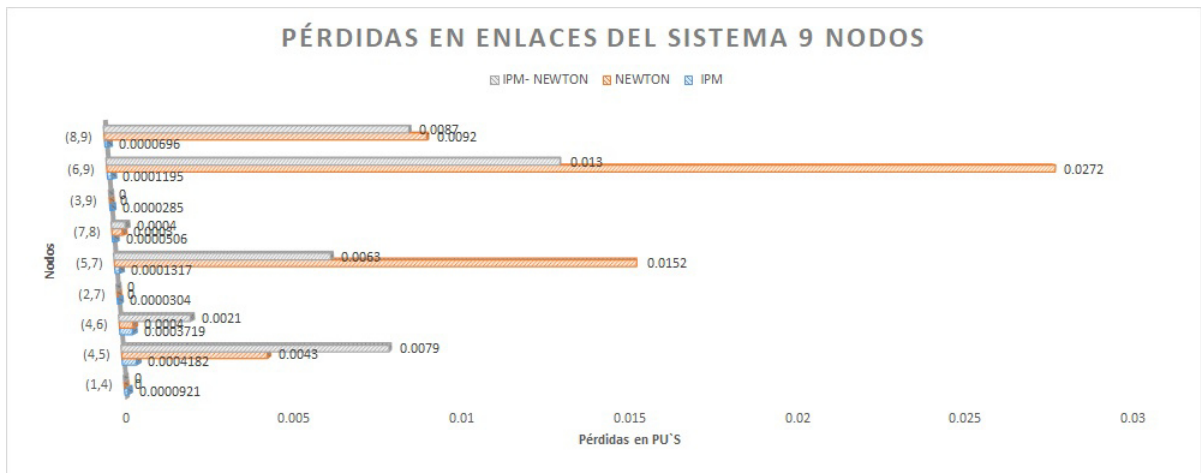


Figura 5.10: Pérdidas de potencia en sistema de 9 nodos IPM y Newton

En la gráfica 5.10 se identifica que los enlaces que presentan mayores pérdidas se encuentran en las líneas 6-9, 8-9, y 4-5.

5.4. Sistema de 9 nodos considerando generación térmica y eólica.

5.4.1. Método Punto Interior implementado en sistema de prueba de 9 nodos considerando generación térmica y eólica

En el sistema de prueba de 9 nodos figura 5.7 se añade un parque eólico de 50 unidades el cual suministrará una potencia máxima de 1 pu, este representa el 31.7% de la carga instalada. El método punto interior primal dual implementado en Matlab para el sistema de prueba de 9 nodos incluyendo unidades de generación térmicas es la base para establecer la potencia que generará cada unidad como se muestra en la tabla 5.2. El parque eólico se instala en el nodo 1, ver figura 5.14.

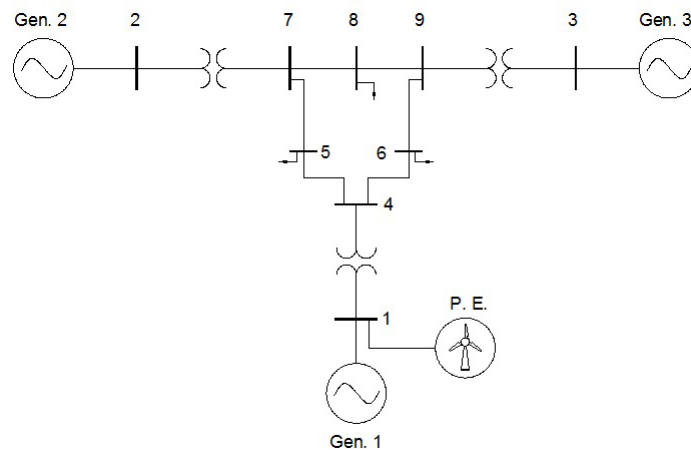


Figura 5.11: Sistema de prueba WSCC, 3-generadores térmicos, 50 generadores eólicos, 9 nodos

De acuerdo a la caracterización del viento para la región donde se instala el parque eólico la potencia que suministra se muestra en la figura 5.4, cuando el parque eólico se encuentre generando energía a potencia máxima, los generadores del sistema de 9 nodos operarán de acuerdo a la asignación de unidades que se muestra en la tabla 5.13, el generador térmico que se encuentra en el nodo 1, disminuirá la potencia de generación. En la tabla se ordenan las unidades en función del costo de generación de energía.

Tabla 5.13: Asignación de unidades del sistema de 9 nodos

Bus	a	b	c	Pmax	Pmin	Pg	\$/MW.hr	Reserva
1E	0	0	0	1	0	1	0.00	0.8
3T	0.01	3.89	40.6	1.9	0.4	1.4	46.07	0.5
2T	0.01	3.51	44.1	0.9	0.15	0.56	46.07	0.34
1T	0.01	2.45	105	1.8	0.3	0.19	105.47	1.61
Total				6.4	1.15	3.15	197.60	3.25

En la tabla 5.13 se denota el nodo 1T para referirse al generador térmico situado en el nodo 1 y se denota 1E para referirse al parque eólico situado en el nodo 1. Cuando la velocidad del viento permanezca en un rango de 3 m/s a 10.3 m/s el parque eólico suministrará una potencia de salida mínima de 0.05 pu y una potencia máxima de 1 pu, ver figura 5.1, la potencia será suministrada por el generador térmico situado en el nodo 1. Si el generador eólico no suministra energía, el despacho económico considerado será el mostrado en la tabla 5.2. Los flujos de potencia no se ven afectados siempre y cuando la potencia suministrada por las unidades generadoras sea proporcional a la carga instalada de acuerdo al despacho económico

y asignación de unidades propuesto. Si el parque eólico se sitúa en el nodo 2 como se muestra en la figura 5.12, la asignación de unidades será la proporcionada en la tabla 5.14

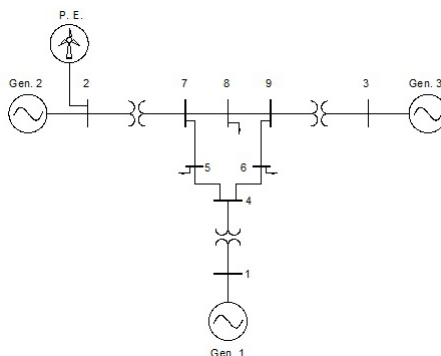


Figura 5.12: Sistema de prueba WSCC 9 nodos, parque eólico situado en nodo 2.

Tabla 5.14: Asignación de unidades del sistema de 9 nodos incluyendo generación eólica en nodo 2.

Bus	a	b	c	Pmax	Pmin	Pg	\$/MW.hr	Reserva
2E	0	0	0	1	0	1	0.00	0
3T	0.01	3.89	40.6	1.9	0.4	0.96	44.34	0.94
2T	0.01	3.51	44.1	0.9	0.15	0	44.10	0.9
1T	0.01	2.45	105	1.8	0.3	1.19	107.92	0.61
Total				5.6	0.85	3.15	196.36	2.45

Si el parque eólico suministra potencia a su máxima capacidad, el generador térmico situado en el nodo 2 permanecerá apagado, y se reducirá la potencia de generación la unidad térmica situada en el nodo 3. En la tabla 5.14 se muestra el costo total de la energía suministrada en el sistema de 9 nodos y la potencia a la que estará configurada cada unidad. Si el parque eólico no suministra energía, se considerará el despacho económico mostrado en la tabla 5.2. Si el parque eólico es situado en el nodo 3 como se muestra en la figura 5.13, la asignación de unidades será la proporcionada en la tabla 5.14

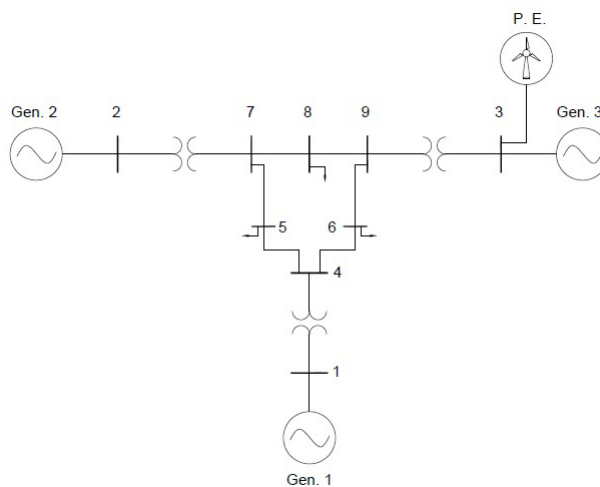


Figura 5.13: Sistema de prueba WSCC 9 nodos, parque eólico situado en nodo 3.

Tabla 5.15: Asignación de unidades del sistema de 9 nodos

Bus	a	b	c	Pmax	Pmin	Pg	\$/MW.hr	Reserva
3E	0.00	0.00	0.0	1	0	1.0	0.00	0.9
3T	0.01	3.89	40.6	1.9	0.4	0.4	42.16	1.5
2T	0.01	3.51	44.1	0.9	0.1	0.56	46.07	0.34
1T	0.01	2.45	105	1.8	0.3	1.19	107.92	0.61
Total				6.5	1.25	3.15	196.14	3.35

Si el parque eólico suministra energía a su capacidad máxima, se reduce la energía suministrada por el generador térmico situado en el nodo 3, como se muestra en la tabla 5.15. Cuando el generador eólico disminuya la potencia de salida, la potencia será suministrada por el generador térmico del nodo 3, como se muestra en la tabla 5.2. Bajo estas consideraciones, los flujos de potencia y las pérdidas de energía son equivalentes a los mostrados en las tablas 5.3 y 5.6.

5.4.2. Método Newton-Raphson implementado en sistema de prueba de 9 nodos considerando generación térmica y eólica

En el sistema de prueba de 9 nodos figura 5.7 se añade un parque eólico de 50 unidades el cual suministrará una potencia máxima de 1 pu, este representa el 31.7% de la carga instalada. El despacho económico para el sistema de prueba de 9 nodos con unidades de generación térmicas es la base para establecer la potencia que generará cada unidad térmica como se muestra en la tabla 5.5, considerando que

la unidad térmica 1 tiene un costo alto de generación de energía, el parque eólico se situará en este nodo 1 como se aprecia en la figura 5.14.

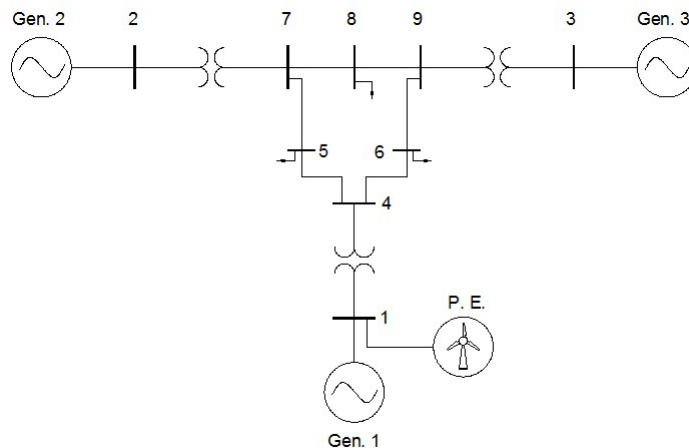


Figura 5.14: Sistema de prueba WSCC, 3-generadores térmicos, 50 generadores eólicos, 9 nodos

De acuerdo a la caracterización del viento para la región donde se instala el parque eólico la potencia que suministra se muestra en la figura 5.4, cuando el parque eólico se encuentre generando energía a potencia máxima, los generadores del sistema de 9 nodos operarán de acuerdo a la asignación de unidades que se muestra en la tabla 5.16, el generador térmico que se encuentra en el nodo 1, permanecerá apagado.

Tabla 5.16: Asignación de unidades del sistema de 9 nodos

Bus	a	b	c	Pmax	Pmin	Pg	\$/MW.hr	Reserva
3T	0.01	3.89	40.6	1.9	0.4	1.71	44.50	0.19
2T	0.01	3.51	44.1	0.9	0.15	0.5	47.62	0.4
1T	0.01	2.45	105	1.8	0.3	0	107.46	1.8
1E	0	0	0	1	0	1	0	0

En la tabla 5.16 se denota el nodo 1T para referirse al generador térmico situado en el nodo 1 y se denota 1E para referirse al parque eólico situado en el nodo 1. El despacho económico contempla la carga instalada más el 1.9% para suministrar las pérdidas en los enlaces del sistema eléctrico.

Tabla 5.17: Despacho económico

Bus	Pg PU	Costo MW
1E	1	0.00
1T	0	0.00
2	0.5	45.86
3	1.71	47.28
Total	3.21	93.14

Los flujos de potencia se encuentran dentro de los límites operativos, ver tabla 5.18

Tabla 5.18: Flujos de potencia y pérdidas en los enlaces del sistema de 9 nodos

Nodo	Vi	V	Ángulo	LT	PLOSS	QLOSS
1	1.0000 + 0.0000i	1	0	(1,4)	0	-0.0597
2	0.9998 - 0.0186i	1	-1.0675	(4,5)	0.007	-0.0593
3	0.9888 + 0.1490i	1	8.5689	(4,6)	0.0009	-0.0048
4	0.9859 - 0.0569i	0.9875	-3.3037	(2,7)	0	-0.0161
5	0.9533 - 0.1206i	0.9609	-7.2078	(5,7)	0.0079	-0.0398
6	0.9717 - 0.0729i	0.9744	-4.2892	(7,8)	0.0002	-0.0019
7	0.9940 - 0.0498i	0.9952	-2.8669	(3,9)	0	-0.1715
8	0.9822 - 0.0495i	0.9834	-2.8876	(6,9)	0.0203	-0.0885
9	1.0010 + 0.0495i	1.0022	2.8306	(8,9)	0.0117	-0.0994
				TOTAL	0.048	-0.541

Sin embargo, si la potencia de generación eólica decrementa hasta un 60%, las unidades situadas en los nodos 2 y 3 serán capaces de suministrar la energía al sistema eléctrico, como se muestra en la tabla 5.19.

Tabla 5.19: Asignación de unidades del sistema de 9 nodos

Bus	a	b	c	Pmax	Pmin	Pg	\$/MW.hr	Reserva
3	0.01	3.89	40.6	1.9	0.4	1.9	44.50	0
2	0.01	3.51	44.1	0.9	0.15	0.9	47.62	0
1T	0.01	2.45	105	1.8	0.3	0	0.00	1.8
1E	0.01	2.45	105	1.8	0.3	0.4	0.00	1.8

Tabla 5.20: Despacho económico

Bus	Pg PU	Costo MW
1T	0	0.00
1E	0.4	0.00
2	0.9	47.27
3	1.9	48.03
Total	3.2	95.29

Los flujos de potencia se encuentran dentro de las condiciones óptimas operativas del sistema de 9 nodos. Las pérdidas representan el 2.3% de la energía generada.

Tabla 5.21: Flujos de potencia

Bus	Vi	Vpu	Ángulo	Enlace	P LOSS	Q LOSS
1	1.0000 + 0.0000i	1	0	(1,4)	0	-0.0157
2	0.9923 + 0.1240i	1	7.122	(4,5)	0.0031	-0.0263
3	0.9648 + 0.2629i	1	15.2417	(4,6)	0.0006	-0.0031
4	0.9824 - 0.0244i	0.9827	-1.4224	(2,7)	0	-0.0515
5	0.9526 - 0.0615i	0.9546	-3.6947	(5,7)	0.0215	-0.1084
6	0.9672 - 0.0166i	0.9673	-0.9855	(7,8)	0.0003	-0.0023
7	0.9921 + 0.0673i	0.9944	3.8791	(3,9)	0	-0.2121
8	0.9807 + 0.0609i	0.9826	3.551	(6,9)	0.0379	-0.1653
9	0.9887 + 0.1540i	1.0006	8.8533	(8,9)	0.0101	-0.0855
				TOTAL	0.0735	-0.6702

Si el parque eólico genera energía menor al 40% de su capacidad, el generador térmico situado en el nodo 1 será capaz de suministrar la energía faltante, como se muestra en la asignación de unidades de la tabla 5.22

Tabla 5.22: Asignación de unidades del sistema de 9 nodos

Bus	%a	b	c	Pmax	Pmin	Pg	\$/MW.hr	Reserva
3	0.01	3.89	40.6	1.9	0.4	1.71	44.50	0.19
2	0.01	3.51	44.1	0.9	0.15	0.8	47.62	0.1
1T	0.01	2.45	105	1.8	0.31	0.3	107.46	1.8
1E	0	0	0	1	0	0.39	0.00	1.8

Los flujos de potencia y las pérdidas de energía son equivalentes a los mostrados en la tabla 5.7 debido a que las potencias de generación para cada nodo son las

mismas que las propuestas en el despacho económico . Los costos para este escenario varían en un rango de \$199.96 a \$209.92 como se aprecia en la tabla 5.23

Tabla 5.23: Despacho económico

Bus	Pg PU	Costo MW	Bus	Pg PU	Costo MW
1T	0.31	105.76	1T	0.7	106.72
1E	0.39	0.00	1E	0	0.00
2	0.8	46.91	2	0.8	46.91
3	1.71	47.28	3	1.71	47.28
Total	3.21	199.96	Total	3.21	200.92

5.4.3. Comparación de resultados en sistema de prueba de 9 nodos considerando generación térmica y eólica

MÉTODO PUNTO INTERIOR PRIMAL DUAL

En el presente capítulo se realizaron 4 casos de estudio implementados en el sistema de prueba de 9 nodos por el método punto interior primal dual. En el caso 1, el despacho económico incluye generación térmica, el caso 2 presenta un despacho económico que incluye generación térmica y un parque eólico instalado en el nodo 1 suministrando energía al 100% de su capacidad, esto representa el 31.74% de la energía total generada en el sistema de 9 nodos. En el caso 3 se incluye un parque eólico en el nodo 2, en el caso 4 se incluye el parque eólico de 1 pu en el nodo 3. Los resultados de los costos de estos cuatro casos se detallan en la tabla 5.24:

Tabla 5.24: Conclusiones del sistema de 9 nodos método punto interior primal dual

No.	Casos de estudio	Costo Total
1	Generación térmica	200.05
2	Generación térmica y generación eólica en nodo 1	197.60
3	Generación térmica y generación eólica en nodo 2	196.36
4	Generación térmica y generación eólica en nodo 3	196.14

De acuerdo a la tabla 5.24 el costo mínimo de generación de energía se presenta en el caso de estudio 4. Los costos de generación de energía para el sistema de 9 nodos varían de \$ 196.14 a \$ 200.05 cuando la potencia de generación eólica oscila entre 0 a 1 pu. Los flujos de potencia obtenidos en los cuatro casos de estudio cumplen con los límites operativos de seguridad del sistema de 9 nodos. MÉTODO NEWTON
 En el presente capítulo se realizaron 3 casos de estudio implementados en el sistema de prueba de 9 nodos por el método Newton. En el caso 1, el despacho económico incluye generación térmica, el caso 2 presenta un despacho económico que incluye

generación térmica y el parque eólico suministrando energía al 100 % de su capacidad, esto representa el 31.25 % de la energía total generada en el sistema de 9 nodos. En el caso 3 se contempla un 87.53 % de energía térmica y solamente el 12.46 % de energía eólica debido a que existe escasez de viento, en la tabla 5.25 se muestra un resumen de los resultados obtenidos.

Tabla 5.25: Conclusiones del sistema de 9 nodos

No.	Casos	Costo	PLOSS
1	Generación Térmica	200.93	0.0566
2	Generación Térmica (68.85 %) y Generación Eólica (31.15 %)	93.14	0.048
3	Generación Térmica (87.53 %) y Generación Eólica (12.46 %)	95.29	0.0735

De acuerdo a la tabla 5.25 el costo mínimo de generación de energía se presenta en el caso de estudio 2, también se observa que las pérdidas en los enlaces del sistema se reducen 34.69 % en comparación con el caso 3. Los costos de generación de energía para el sistema de 9 nodos varían de \$ 95.29 a \$ 200.93 cuando la potencia de generación eólica oscila entre 0 a 0.4 pu. Los flujos de potencia obtenidos en los cuatro casos de estudio cumplen con los límites operativos de seguridad del sistema de 9 nodos. Comparando los resultados obtenidos por los métodos Punto interior primal dual y el método Newton, se obtienen mejores resultados al realizar el despacho económico, asignación de unidades y el estudio de flujos de potencia por el método Newton-Raphson cuando se tiene un parque eólico instalado en el nodo 1, los costos se reducen el 47.5 % comparado con los resultados obtenidos en el caso 3 del método punto interior, los flujos de potencia y las pérdidas de energía no se ven afectados.

5.5. Sistema de prueba de 118 nodos

5.5.1. Método Newton-Raphson implementado en sistema de prueba de 118 nodos considerando generación térmica

El sistema de prueba de la IEEE utilizado para resolver el problema de flujos de potencia óptimos, consta de 118 nodos, de los cuales 54 son nodos de generación, 64 son nodos de carga y cuenta con 170 líneas de transmisión. La carga instalada es de 14.33 pu's equivalente a 143.3 MW. Los datos del sistema se anexan en el apéndice, para los buses ver tablas de datos B.1, B.2, B.3, para las líneas de transmisión B.4, B.5, B.6, B.7 y B.8, corresponden a los generadores las tablas B.9, B.10, B.11 y B.12. Cabe mencionar que se renombraron los nodos del sistema de prueba original de la IEEE, con la finalidad de facilitar la programación de los flujos de potencia en el

software Matlab, los generadores ocupan los primeros números, posteriormente se enumeran los nodos de carga, como se muestra en la figura 5.15.

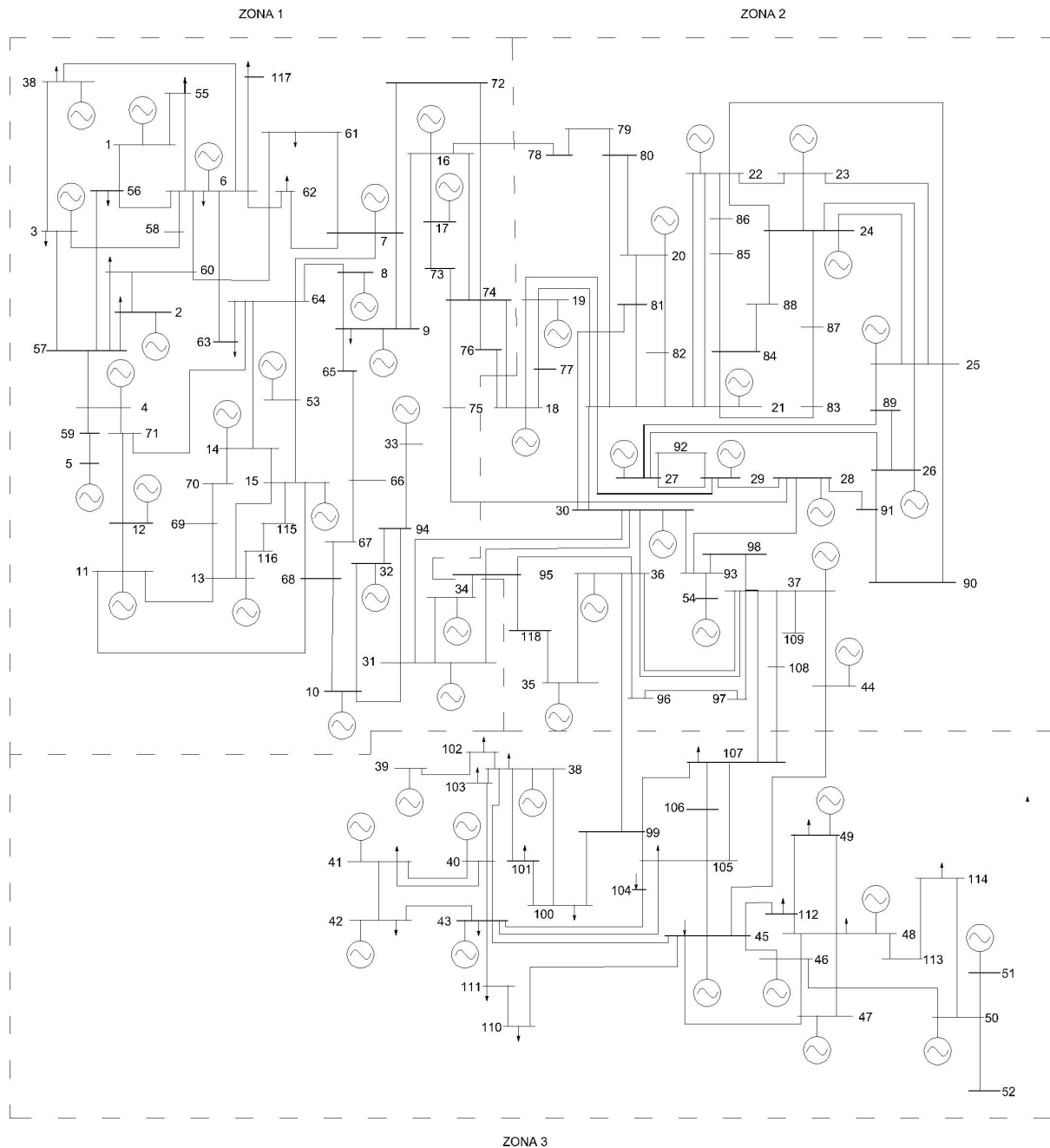


Figura 5.15: Sistema eléctrico de 118 nodos

Para realizar el despacho económico del sistemas eléctricos a gran escala, se dividió el sistema de 118 nodos en tres áreas de operación, cada área contiene nodos de generación y de carga.

Los nodos de carga se clasificaron como se muestra en la tabla 5.26:

Tabla 5.26: Nodos de carga clasificados por zonas de operación

Zona 1	Zona 2	Zona 3
55	77	92
56	78	93
57	79	99
58	80	100
59	81	101
60	82	102
61	83	103
62	84	104
63	85	105
64	86	106
65	87	107
66	88	110
67	89	111
68	90	112
69	91	113
70	95	114
71	96	
72	97	
73	98	
74	108	
75	109	
76	118	
94		
115		
116		
117		

Los nodos de generación también se agruparon por zonas de operación, ver tabla 5.27.

Tabla 5.27: Nodos de generación clasificados por zonas de operación

Zona 1	Zona 2	Zona 3
2	18	38
3	19	39
4	20	40
5	21	41
6	22	42
7	23	43
8	24	44
9	25	45
10	26	46
11	27	47
12	28	48
13	29	49
14	30	50
15	35	51
16	36	52
17	37	
31	54	
32		
33		
34		
53		

La carga total de potencia activa y reactiva de cada zona, ver tabla 5.28:

Tabla 5.28: Carga total del sistema por áreas

Área	PD	QD
zona 1	4.55	1.51
zona 2	5.94	1.96
zona 3	3.84	1.78

Para establecer cuales son las unidades que tendrán prioridad ante los incrementos de carga se ordenaron los buses en función de las unidades que tienen menor costo de operación y los límites operativos de cada una. El sistema está dividido en tres zonas, por lo tanto para la zona 1 se tiene una carga instalada de 4.55 pus, se asignaron las 4 unidades de generación de menor costo, operando cada una al 60% de su capacidad, si la carga aumenta, estas mismas unidades incrementarán la potencia de generación, si la carga rebasa los 857 MW, las unidades de generación que suministrarán la carga se muestran en el orden de la tabla 5.29

Tabla 5.29: Asignación de unidades Zona 1

Bus	a	b	c	Pmax	Pmin	\$/MW.hr	Pg	Reserva
4	0.010875	12.8875	6.78	1	0	19.68	0.6	0.4
5	0.010875	12.8875	6.78	5.5	0	19.68	3.46	2.04
10	0.010875	12.8875	6.78	1	0	19.68	0.6	0.4
14	0.0128	17.82	10.15	1.07	0	27.98	0	1.07
7	0.0128	17.82	10.15	1	0	27.98	0	1
16	0.0128	17.82	10.15	1	0	27.98	0	1
34	0.0128	17.82	10.15	1	0	27.98	0	1
53	0.0128	17.82	10.15	1	0	27.98	0	1
11	0.003	10.76	32.96	3.2	0	43.72	0	3.2
33	0.028302	37.6968	17.95	1	0	55.68	0	1
2	0.069663	26.2438	31.67	1	0	57.98	0	1
3	0.069663	26.2438	31.67	1	0	57.98	0	1
6	0.069663	26.2438	31.67	1.85	0	57.98	0	1.85
8	0.069663	26.2438	31.67	1	0	57.98	0	1
9	0.069663	26.2438	31.67	1	0	57.98	0	1
12	0.069663	26.2438	31.67	4.14	0	57.98	0	4.14
13	0.069663	26.2438	31.67	1	0	57.98	0	1
15	0.069663	26.2438	31.67	1	0	57.98	0	1
17	0.069663	26.2438	31.67	1	0	57.98	0	1
31	0.069663	26.2438	31.67	1	0	57.98	0	1
32	0.069663	26.2438	31.67	1	0	57.98	0	1

Para la zona 2 se tiene una carga de 5.94 MW, se realizó la lista de prioridades de unidades de generación en función del costo como se muestra en la tabla 5.30. Para esta zona se tienen unidades de generación que tienen el mismo costo de operación, por lo cual se asignó que todas las unidades del mismo costo estarán operando, considerando que la mayoría de éstas tiene una reserva rodante del 70 %, estas unidades podrán soportar los incrementos de carga inmediatamente. Se genera un 2 % más debido a las pérdidas de energía en los enlaces del sistema.

Tabla 5.30: Asignación de unidades Zona 2

Bus	a	b	c	Pmax	Pmin	\$/MW.hr	Pg	Reserva
29	0.010875	12.8875	6.78	4.92	0	19.66	3.0	1.92
36	0.010875	12.8875	6.78	1	0	19.66	0.6	0.4
37	0.0128	17.82	10.15	5.77	0	27.97	2.48	3.29
19	0.0128	17.82	10.15	1	0	27.97	0	1.0
22	0.0128	17.82	10.15	1.48	0	27.97	0	1.48
23	0.0128	17.82	10.15	1	0	27.97	0	1.0
26	0.0128	17.82	10.15	2.6	0	27.97	0	2.6
35	0.0128	17.82	10.15	1	0	27.97	0	1.0
20	0.002401	12.3299	28	1.19	0	40.32	0	1.19
21	0.002401	12.3299	28	3.04	0	40.32	0	3.04
24	0.0044	13.29	39	1	0	52.29	0	1
25	0.0044	13.29	39	2.55	0	52.29	0	2.55
18	0.069663	26.2438	31.67	1	0	57.91	0	1
27	0.01059	8.3391	64.16	1	0	72.49	0	1
28	0.01059	8.3391	64.16	4.91	0	72.49	0	4.91
54	0.009774	22.9423	58.81	1	0	81.75	0	1
30	0.045923	15.4708	74.33	8	0	89.80	0	8

La zona 3 tiene una carga instalada de 3.84 pws más el 2.5% de pérdidas en los enlaces del sistema, la asignación de unidades se muestra en la tabla 5.31,

Tabla 5.31: Asignación de unidades Zona 3

Bus	a	b	c	Pmax	Pmin	\$/MW.hr	Pg	Reserva
40	0.010875	12.8875	6.78	7.07	0	19.66	2.64	4.43
45	0.010875	12.8875	6.78	3.52	0	19.66	1.3	2.22
43	0.010875	12.8875	6.78	1	0	19.66	0	1
44	0.010875	12.8875	6.78	1	0	19.66	0	1
47	0.0128	17.82	10.15	1	0	27.97	0	1
48	0.0128	17.82	10.15	1	0	27.97	0	1
51	0.0128	17.82	10.15	1.36	0	27.97	0	1.16
52	0.0128	17.82	10.15	1	0	27.97	0	1
39	0.003	10.76	32.96	1.04	0	43.72	0	1.04
41	0.028302	37.6968	17.95	1	0	55.64	0	1
46	0.028302	37.6968	17.95	1.4	0	55.64	0	1.4
49	0.028302	37.6968	17.95	1	0	55.64	0	1
38	0.069663	26.2438	31.67	1	0	57.91	0	1
42	0.009774	22.9423	58.81	1	0	81.75	0	1
50	0.009774	22.9423	58.81	1	0	81.75	0	1

De acuerdo a la asignación de unidades de cada zona de operación, las unidades de generación suministrarán la carga total del sistema como se muestra en la tabla 5.32. Las potencias de salida de cada unidad térmica de generación se establecen considerando las unidades de más bajo costo, los límites operativos de las mismas y la carga instalada en cada zona.

Tabla 5.32: Despacho económico, sistema de 118 nodos

Bus	Pg PU	Costo MW	Bus	Pg PU	Costo MW
1	0	0.00	28	0	0.00
2	0	0.00	29	3	45.54
3	0	0.00	30	0	0.00
4	0.6	14.52	31	0	0.00
5	3.46	51.50	32	0	0.00
6	0	0.00	33	0	0.00
7	0	0.00	34	0	0.00
8	0	0.00	35	0	0.00
9	0	0.00	36	0.6	14.52
10	0.6	14.52	37	2.34	51.92
11	0	0.00	38	0	0.00
12	0	0.00	39	0	0.00
13	0	0.00	40	2.64	40.88
14	0	0.00	41	0	0.00
15	0	0.00	42	0	0.00
16	0	0.00	43	0	0.00
17	0	0.00	44	0	0.00
18	0	0.00	45	1.3	23.55
19	0	0.00	46	0	0.00
20	0	0.00	47	0	0.00
21	0	0.00	48	0	0.00
22	0	0.00	49	0	0.00
23	0	0.00	50	0	0.00
24	0	0.00	51	0	0.00
25	0	0.00	52	0	0.00
26	0	0.00	53	0	0.00
27	0	0.00	54	0	0.00

Para este sistema se tiene una generación de 14.68 pu's, equivalente a 1468MW, el costo total de la energía es \$256.94. Conociendo las potencias de operación de las unidades de generación del sistema de 118 nodos, resultados mostrados en la tabla 5.32, se realizó un estudio de flujos de potencia por el método Newton-Raphson implementado en el software Matlab, en el cual se obtuvieron los resultados que aparecen en las tablas 5.33, 5.34, 5.35 y 5.36:

Tabla 5.33: Resultados de flujos de potencia del sistema eléctrico de 118 nodos

Bus	V_i (PU)	V (PU)	Tensión kV	Ángulo
1	1.0000 + 0.0000i	1	138	0
2	0.9986 + 0.0527i	1	138	3.0216
3	0.9997 + 0.0263i	1	138	1.5092
4	0.9928 + 0.1196i	1	345	6.8669
5	0.9448 + 0.3277i	1	345	19.1283
6	1.0000 + 0.0011i	1	138	0.0611
7	0.9999 - 0.0110i	1	138	-0.6282
8	1.0000 - 0.0062i	1	138	-0.3549
9	0.9999 - 0.0147i	1	138	-0.8429
10	0.9991 + 0.0433i	1	138	2.4843
11	0.9999 + 0.0126i	1	138	0.7205
12	0.9998 + 0.0202i	1	345	1.157
13	0.9997 - 0.0227i	1	138	-1.3012
14	0.9996 - 0.0266i	1	138	-1.5232
15	0.9998 - 0.0178i	1	138	-1.0212
16	0.9995 - 0.0309i	1	138	-1.7692
17	0.9994 - 0.0354i	1	138	-2.0268
18	0.9984 - 0.0561i	1	138	-3.2152
19	0.9991 - 0.0425i	1	138	-2.4386
20	0.9991 - 0.0428i	1	138	-2.4535
21	1.0000 - 0.0027i	1	138	-0.157
22	0.9998 - 0.0196i	1	138	-1.1234
23	0.9998 - 0.0181i	1	138	-1.0348
24	0.9998 - 0.0195i	1	138	-1.1171
25	1.0000 + 0.0062i	1	138	0.3525
26	0.9999 + 0.0142i	1	138	0.8128
27	0.9998 + 0.0196i	1	138	1.1253
28	0.9986 + 0.0520i	1	345	2.9779
29	0.9971 + 0.0767i	1	138	4.399
30	0.9988 + 0.0489i	1	138	2.8003

Tabla 5.34: Resultados de flujos de potencia del sistema eléctrico de 118 nodos

Bus	V_i (PU)	V (PU)	Tensión kV	Ángulo
31	0.9993 + 0.0368i	1	138	2.109
32	0.9992 + 0.0402i	1	138	2.3054
33	0.9993 + 0.0373i	1	138	2.1394
34	0.9996 + 0.0290i	1	138	1.6596
35	0.9992 + 0.0389i	1	138	2.2301
36	0.9966 + 0.0820i	1	138	4.7013
37	0.9935 + 0.1137i	1	138	6.527
38	0.9889 + 0.1486i	1	138	8.5459
39	0.9925 + 0.1220i	1	161	7.0075
40	0.9703 + 0.2418i	1	138	13.9926
41	0.9728 + 0.2316i	1	138	13.3928
42	0.9759 + 0.2182i	1	138	12.6049
43	0.9802 + 0.1979i	1	138	11.412
44	0.9894 + 0.1451i	1	138	8.3417
45	0.9875 + 0.1575i	1	138	9.0616
46	0.9896 + 0.1440i	1	138	8.2771
47	0.9911 + 0.1332i	1	138	7.6525
48	0.9920 + 0.1260i	1	138	7.2411
49	0.9928 + 0.1196i	1	138	6.8678
50	0.9915 + 0.1301i	1	138	7.4739
51	0.9915 + 0.1301i	1	138	7.4739
52	0.9915 + 0.1301i	1	138	7.4739
53	1.0000 + 0.0002i	1	138	0.0132
54	0.9981 + 0.0615i	1	138	3.5257
55	0.9950 - 0.0062i	0.995	137.3079	-0.3547
56	0.9964 + 0.0044i	0.9965	137.5105	0.2522
57	1.0000 + 0.0575i	1.0017	138.2342	3.2925
58	0.9993 + 0.0144i	0.9994	137.9128	0.8237
59	0.9883 + 0.2235i	1.0133	349.5744	12.7431
60	0.9927 + 0.0090i	0.9928	137.0035	0.5173

Tabla 5.35: Resultados de flujos de potencia del sistema eléctrico de 118 nodos

Bus	V_i (PU)	V (PU)	Tensión kV	Ángulo
61	0.9813 - 0.0128i	0.9814	135.4325	-0.7497
62	0.9990 - 0.0098i	0.999	137.8617	-0.5607
63	0.9942 - 0.0122i	0.9943	137.2113	-0.7016
64	1.0057 + 0.0012i	1.0057	138.7906	0.0672
65	0.9875 - 0.0353i	0.9882	136.366	-2.0489
66	0.9829 - 0.0351i	0.9835	135.7203	-2.0429
67	0.9866 - 0.0225i	0.9869	136.1891	-1.3055
68	0.9996 + 0.0135i	0.9997	137.9518	0.771
69	0.9935 - 0.0353i	0.9941	137.1903	-2.0358
70	0.9953 - 0.0344i	0.9959	137.4352	-1.9819
71	1.0161 + 0.0363i	1.0167	350.7629	2.0451
72	0.9928 - 0.0332i	0.9934	137.0837	-1.917
73	0.9987 - 0.0368i	0.9994	137.9135	-2.1119
74	1.0036 - 0.0287i	1.0041	138.5601	-1.6395
75	1.0189 + 0.0074i	1.0189	351.5204	0.4141
76	0.9932 - 0.0552i	0.9947	137.2729	-3.1794
77	0.9910 - 0.0645i	0.9931	137.051	-3.726
78	0.9762 - 0.0679i	0.9785	135.0378	-3.9816
79	0.9613 - 0.0794i	0.9646	133.1179	-4.7222
80	0.9646 - 0.0703i	0.9672	133.4684	-4.1686
81	0.9977 - 0.0205i	0.9979	137.705	-1.177
82	0.9934 - 0.0180i	0.9936	137.1184	-1.0408
83	0.9944 - 0.0190i	0.9946	137.25	-1.0949
84	0.9827 - 0.0389i	0.9834	135.7157	-2.2672
85	0.9781 - 0.0484i	0.9793	135.1449	-2.8339
86	0.9810 - 0.0467i	0.9821	135.5256	-2.7264
87	0.9949 - 0.0260i	0.9952	137.3392	-1.4946
88	0.9876 - 0.0354i	0.9883	136.3822	-2.0531
89	0.9984 + 0.0067i	0.9984	137.7788	0.3835
90	1.0030 + 0.0198i	1.0032	346.0938	1.1283

Tabla 5.36: Resultados de flujos de potencia del sistema eléctrico de 118 nodos

Bus	V_i (PU)	V (PU)	Tensión kV	Ángulo
91	1.0030 + 0.0268i	1.0033	346.146	1.5312
92	0.9932 + 0.0352i	0.9938	137.1495	2.0292
93	1.0011 + 0.0614i	1.003	346.0377	3.5113
94	0.9999 + 0.0372i	1.0006	138.0804	2.1331
95	0.9945 + 0.0280i	0.9949	137.294	1.6104
96	0.9887 + 0.0756i	0.9916	136.8404	4.3699
97	0.9832 + 0.0789i	0.9864	136.1191	4.5882
98	1.0048 + 0.0802i	1.008	347.7595	4.5628
99	0.9700 + 0.0867i	0.9739	134.3982	5.1055
100	0.9718 + 0.0993i	0.9768	134.8033	5.8369
101	0.9793 + 0.1282i	0.9877	136.3013	7.458
102	0.9825 + 0.1221i	0.9901	136.6328	7.0857
103	0.9745 + 0.1828i	0.9915	136.8282	10.6262
104	0.9718 + 0.1575i	0.9845	135.86	9.2042
105	0.9697 + 0.1313i	0.9785	135.0366	7.7127
106	0.9592 + 0.1074i	0.9652	133.199	6.3901
107	0.9679 + 0.0985i	0.9729	134.2564	5.8081
108	0.9766 + 0.0991i	0.9816	135.4616	5.7943
109	0.9857 + 0.1070i	0.9915	136.8286	6.1933
110	0.9743 + 0.1577i	0.987	136.2024	9.1925
111	0.9779 + 0.1826i	0.9948	137.2787	10.5756
112	0.9856 + 0.1144i	0.9922	136.9271	6.622
113	0.9906 + 0.1243i	0.9984	137.7813	7.1537
114	0.9901 + 0.1243i	0.9979	137.7096	7.1526
115	0.9948 - 0.0289i	0.9952	137.3407	-1.6638
116	0.9944 - 0.0300i	0.9948	137.2852	-1.7282
117	0.9837 - 0.0249i	0.9841	135.799	-1.4493
118	0.9908 + 0.0255i	0.9911	136.7773	1.475

El flujo eléctrico de potencia debe estar dentro del rango de operación de cada nodo, los límites de seguridad del sistema eléctrico se especifican en las tablas de datos B.1, B.2 y B.3. Considerando estos parámetros se observa en las tablas de resultados de los flujos de potencia y en la gráfica 5.16 que las tensiones nodales de todo el sistema se encuentran dentro de los límites operativos. Por lo cual es factible configurar las unidades de generación de acuerdo al despacho económico propuesto en la tabla 5.32.

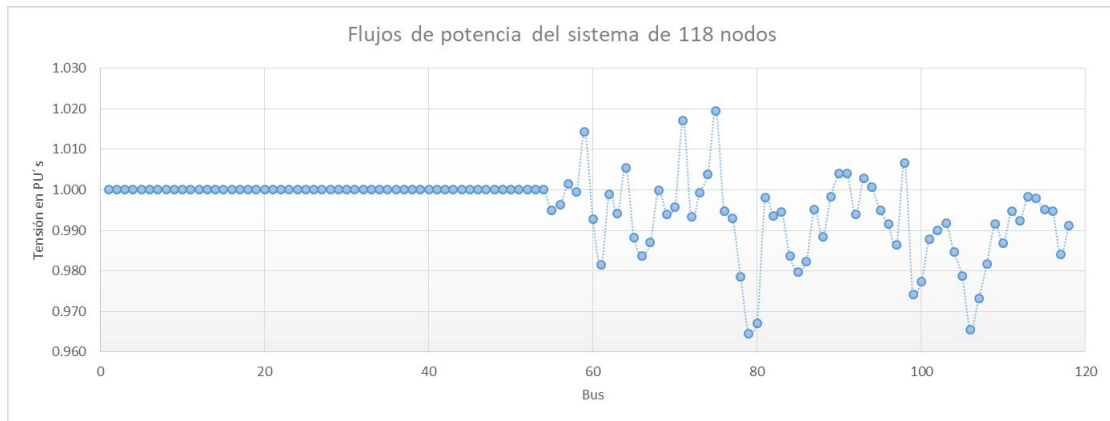


Figura 5.16: Flujos de Potencia

En la gráfica 5.16 se aprecia que las tensiones nodales se mantienen constantes en los nodos del 1 al 54, esto ocurre debido a que pertenecen a nodos de generación, las variaciones de potencial corresponden a los nodos de carga del 55 al 118. Los resultados son extraídos del programa de flujos de potencia realizado en Matlab por el método Newton-Raphson, el cual realizó cinco iteraciones para encontrar la solución, con un margen de error de $5.452e-10$.

Conociendo los flujos de potencia del sistema eléctrico, se calcularon las pérdidas en las líneas de transmisión. Los resultados de las pérdidas de potencia activa y reactiva calculadas en por unidad se presentan en las tablas 5.37, 5.38 y 5.39, cabe resaltar que la potencia base son 100 MW.

Tabla 5.37: Pérdidas en líneas de transmisión del sistema eléctrico de 118 nodos

Enlace	P LOSS	Q LOSS	Enlace	P LOSS	Q LOSS
(7,9)	0.0001	-0.0003	(38,40)	0.0071	-0.0512
(8,9)	0.0003	-0.0014	(40,41)	0.0004	-0.0016
(11,12)	0	-0.0015	(41,42)	0.0006	-0.0021
(11,13)	0.0014	-0.0074	(40,43)	0.0106	-0.0508
(13,15)	0.0001	-0.0003	(42,43)	0.0009	-0.0031
(14,15)	0.0002	-0.0007	(37,44)	0.001	-0.0046
(9,16)	0.0003	-0.001	(43,45)	0.0012	-0.0054
(16,17)	0.0002	-0.0007	(44,45)	0.0004	-0.0019
(18,19)	0.0003	-0.0009	(45,46)	0.001	-0.0033
(19,21)	0.0021	-0.0094	(45,47)	0.0006	-0.0028
(21,22)	0.0005	-0.0018	(46,47)	0.0002	-0.0007
(22,23)	0	0	(46,48)	0.0006	-0.0018
(22,24)	0	0	(47,48)	0.0003	-0.0013
(23,24)	0	-0.0001	(48,49)	0.0001	-0.0002
(22,25)	0.0006	-0.0028	(46,50)	0.0002	-0.001
(23,25)	0.0006	-0.0026	(50,52)	0	0
(24,25)	0.0016	-0.0048	(15,53)	0.0004	-0.0015
(25,26)	0.0001	-0.0004	(1,55)	0.0002	-0.0006
(26,27)	0.0002	-0.0008	(6,55)	0.0003	-0.0012
(21,29)	0.0259	-0.1325	(1,56)	0.0002	-0.0007
(27,29)	0.0032	-0.0143	(6,56)	0	-0.0001
(28,29)	0	-0.0166	(2,57)	0.0007	-0.003
(21,30)	0.0023	-0.0075	(3,57)	0.0038	-0.0172
(10,31)	0	-0.0001	(4,57)		-0.1461
(30,31)	0.0003	-0.0011	(56,57)	0.0056	-0.025
(10,32)	0	0	(3,58)	0.0015	-0.0066
(31,34)	0.0001	-0.0004	(6,58)	0.0012	-0.0049
(30,36)	0.003	-0.01	(4,59)	0.0282	-0.3526
(35,36)	0.0035	-0.0115	(5,59)	0.0315	-0.3933
(36,37)	0.009	-0.0276	(2,60)	0.0079	-0.0259

Tabla 5.38: Pérdidas en líneas de transmisión del sistema eléctrico de 118 nodos

Enlace	P LOSS	Q LOSS	Enlace	P LOSS	Q LOSS
(6,60)	0.0016	-0.0054	(73,74)	0.0004	-0.0017
(57,60)	0.0097	-0.0325	(28,75)	0.0022	-0.0241
(7,61)	0.0004	-0.0013	(71,75)	0.0013	-0.0155
(60,61)	0.0023	-0.0076	(74,75)	0	-0.0409
(6,62)	0.0005	-0.0015	(18,76)	0.0001	-0.0004
(7,62)	0	0	(74,76)	0.0021	-0.007
(6,63)	0.0006	-0.0024	(18,77)	0.0007	-0.0024
(7,64)	0.0011	-0.0038	(19,77)	0.0011	-0.0037
(8,64)	0.0004	-0.0016	(16,78)	0.0026	-0.0108
(14,64)	0.0014	-0.0047	(78,79)	0.0003	-0.0013
(53,64)	0.0003	-0.001	(20,80)	0.0039	-0.0132
(63,64)	0.0004	-0.0016	(21,80)	0.0101	-0.0276
(9,65)	0.001	-0.0047	(79,80)	0.0002	-0.001
(65,66)	0.0001	-0.0002	(20,81)	0.0011	-0.0036
(66,67)	0.0004	-0.0017	(21,81)	0.0014	-0.0047
(10,68)	0.0046	-0.0169	(30,81)	0.0048	-0.0159
(11,68)	0	0	(20,82)	0.001	-0.0031
(15,68)	0.0022	-0.0079	(21,82)	0.0017	-0.0049
(67,68)	0.0019	-0.0088	(21,83)	0.0012	-0.0035
(13,69)	0.0005	-0.0022	(21,84)	0.0037	-0.0104
(14,70)	0.0007	-0.0022	(84,85)	0.0006	-0.0017
(69,70)	0	0	(22,86)	0.0018	-0.0085
(4,71)	0.0126	-0.1472	(85,86)	0	-0.0001
(12,71)	0.0006	-0.006	(24,87)	0.0002	-0.0006
(64,71)	0	-0.0345	(83,87)	0.0001	-0.0003
(7,72)	0.0012	-0.004	(24,88)	0.0013	-0.0037
(17,73)	0.0001	-0.0002	(84,88)	0.0002	-0.0005
(16,74)	0.0006	-0.0021	(25,89)	0	0
(18,74)	0.0014	-0.0041	(26,89)	0.0008	-0.0042
(72,74)	0.0003	-0.0009	(27,89)	0.0006	-0.0029

Tabla 5.39: Pérdidas en líneas de transmisión del sistema eléctrico de 118 nodos

Enlace	P LOSS	Q LOSS	Enlace	P LOSS	Q LOSS
(25,90)	0	-0.005	(43, 104)	0.0056	-0.0184
(26,91)	0	-0.0063	(43, 105)	0.008	-0.0263
(28,91)	0.0019	-0.0214	(45, 105)	0.0049	-0.0158
(90,91)	0.0002	-0.0025	(104, 105)	0.0026	-0.0086
(27,92)	0.0005	-0.0023	(105, 106)	0.0044	-0.0144
(29,92)	0.0036	-0.0163	(37, 107)	0.0009	-0.0047
(28,93)	0.0005	-0.006	(99, 107)	0.0008	-0.0025
(30,93)	0	-0.0044	(105, 107)	0.0035	-0.0114
(54,93)	0.0002	-0.0022	(106, 107)	0.0008	-0.0026
(31,94)	0	0	(37, 108)	0.001	-0.0051
(32,94)	0	0	(107, 108)	0.0002	-0.0008
(33,94)	0	0	(37, 109)	0.0002	-0.0009
(30,95)	0.0011	-0.0034	(45, 109)	0.003	-0.0136
(31,95)	0.0002	-0.0007	(45, 110)	0.0003	-0.0013
(34,95)	0.0002	-0.0006	(43, 111)	0.0009	-0.0041
(36,95)	0.004	-0.0134	(110, 111)	0.0012	-0.0054
(36,96)	0.0023	-0.0077	(45, 112)	0.002	-0.0076
(37,97)	0.0039	-0.0178	(48, 112)	0.0008	-0.003
(96,97)	0.0004	-0.0016	(49, 112)	0.0001	-0.0004
(37,98)	0	-0.0337	(48, 113)	0	-0.0001
(93,98)	0.0016	-0.018	(50, 114)	0.0002	-0.0004
(36,99)	0.0027	-0.0076	(113, 114)	0	0
(38, 100)	0.0049	-0.0169	(15, 115)	0.0005	-0.0023
(99, 100)	0.0012	-0.0041	(13, 116)	0.0002	-0.0011
(38, 101)	0.0031	-0.0065	(115, 116)	0	-0.0001
(100, 101)	0.0026	-0.0055	(6, 117)	0.0015	-0.0064
(38, 102)	0.0016	-0.0056	(35, 118)	0.0013	-0.0042
(39, 102)	0.0001	-0.0005	(95, 118)	0.0001	-0.0004
(38, 103)	0.0026	-0.013			
(40, 103)	0.0092	-0.0473			

Las pérdidas de energía totales del sistema eléctrico de potencia de 118 nodos son de 0.3486 pu's equivalente a 34.86 MW. En el estudio de despacho económico se considera una generación total de energía de 1468 MW, de los cuales 1433 MW corresponden a la carga instalada y el 2.28% representa las pérdidas de energía en los enlaces del sistema.

5.5.2. Método Newton-Raphson implementado en sistema de prueba de 118 nodos, generación térmica y eólica en Zona 1

Para introducir un parque eólico en la red eléctrica, debe realizarse un estudio de las condiciones climáticas de la región donde se tiene contemplado instalar. Si las condiciones del viento son favorables, debe hacerse un estudio de despacho económico en la zona donde se instalará, disminuyendo la potencia que suministran las unidades de generación térmica y el costo de generación de energía eléctrica.

El sistema eléctrico de potencia de 118 nodos mostrado en la figura 5.17 cuenta con una carga instalada de 14.33 pu's. Se instala un parque eólico conformado por 100 aerogeneradores, con una capacidad nominal de 2 MW cada uno equivalente a 0.02 pu's, el parque eólico suministrará una potencia máxima de 200 MW. Si el parque eólico es instalado en los nodos correspondientes a la zona 1, se recomienda instalarlo en el nodo 2 como se muestra en la figura 5.17 debido a que la carga mayor de la zona 1 se encuentra en los nodos adyacentes reduciendo el suministro de energía de las plantas termoeléctrica situada en los nodos 4 y 5.

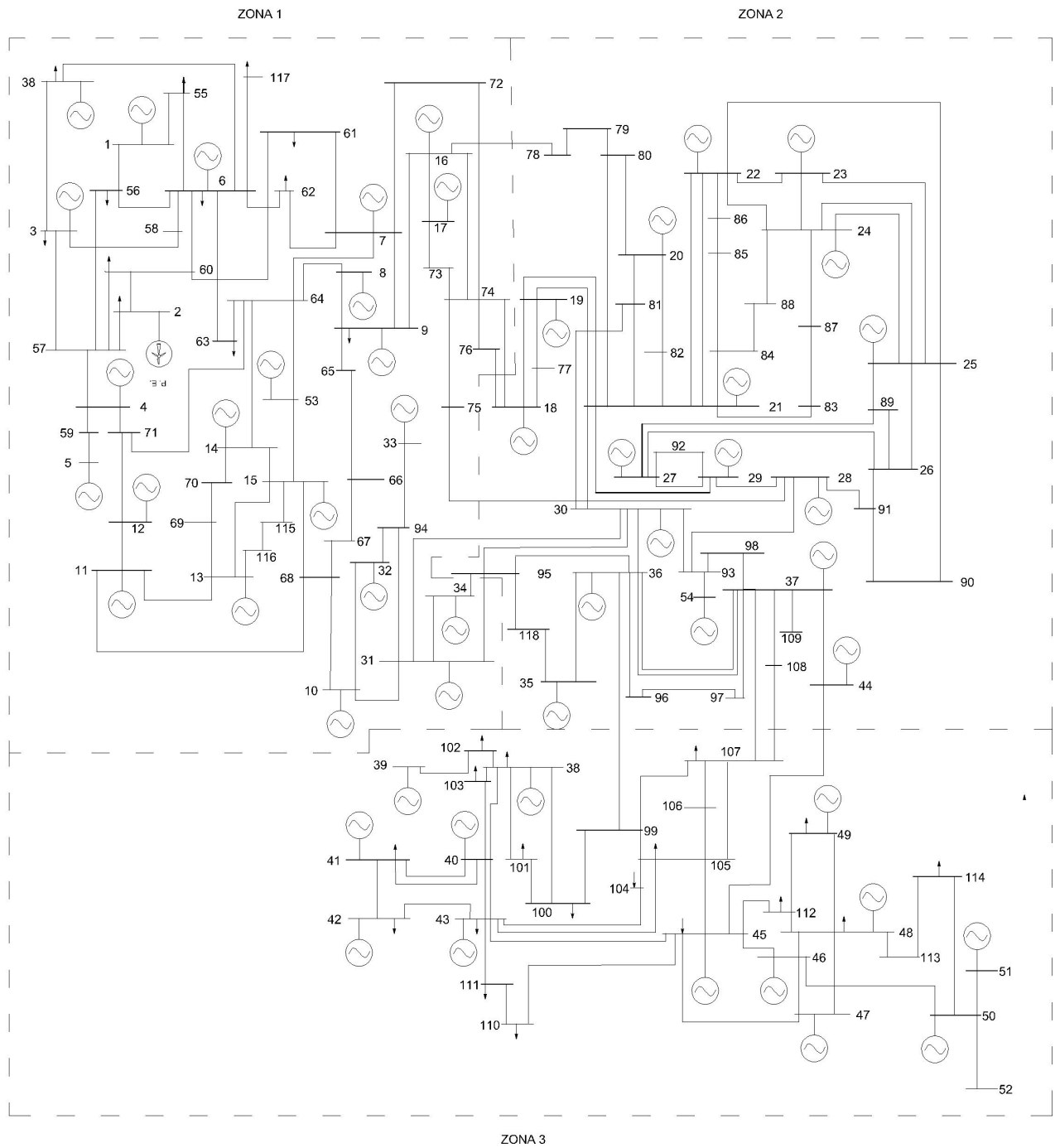


Figura 5.17: Sistema eléctrico de 118 nodos con generación eólica en zona 1.

El despacho económico se muestra en la tabla 5.48

Tabla 5.40: Despacho económico, sistema de 118 nodos

Bus	Pg PU	Costo MW	Bus	Pg PU	Costo MW
1	0	0.00	28	0	0.00
2	2	0.00	29	3	45.54
3	0	0.00	30	0	0.00
4	0	0.00	31	0	0.00
5	2.06	33.37	32	0	0.00
6	0	0.00	33	0	0.00
7	0	0.00	34	0	0.00
8	0	0.00	35	0	10.15
9	0	0.00	36	0.6	14.52
10	0.6	14.52	37	2.34	54.42
11	0	0.00	38	0	0.00
12	0	0.00	39	0	0.00
13	0	0.00	40	2.64	40.88
14	0	0.00	41	0	0.00
15	0	0.00	42	0	0.00
16	0	0.00	43	0	0.00
17	0	0.00	44	0	0.00
18	0	0.00	45	1.3	23.55
19	0	10.15	46	0	0.00
20	0	0.00	47	0	0.00
21	0	0.00	48	0	0.00
22	0	10.15	49	0	0.00
23	0	10.15	50	0	0.00
24	0	0.00	51	0	0.00
25	0	0.00	52	0	0.00
26	0	10.15	53	0	0.00
27	0	0.00	54	0	0.00

La potencia de generación eólica no puede ser controlada ya que depende de las condiciones climáticas del lugar de instalación, si la potencia de generación eólica de salida es superior a la potencia estimada, la unidad térmica situada en el nodo 5 debe disminuir la potencia de generación térmica, evitando que líneas de transmisión rebasen su capacidad, y los flujos del sistema no se ven afectados si la potencia total de generación es equivalente a la carga instalada, los costos de generación de energía disminuyen en un rango de \$226.80 a \$252.71. . Si existe escacés de viento, el parque eólico no será capaz de generar energía, bajo esta condición la planta generadora situada en el nodo 5 será la que suministre la energía faltante ya que cuenta con 3.44 pus de reserva, los costos de generación eólica varían en un rango de . El costo de generación de energía se reduce el 10 % cuando se tiene generación eólica.

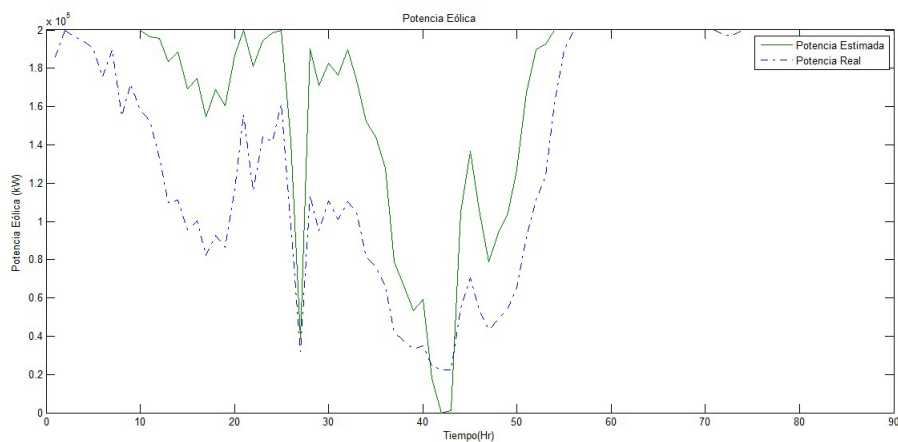


Figura 5.18: Parque eólico de 100 aerogeneradores

Los flujos de potencia no se ven afectados debido a que la planta termoeléctrica situada en el nodo cinco tiene la capacidad de suministrar la energía requerida en caso que haya escasez de viento y no se produzca la energía eólica programada. Los resultados de los flujos son los siguientes:

Tabla 5.41: Resultados de flujos de potencia del sistema eléctrico de 118 nodos

Bus	V_i (PU)	V (PU)	Tensión kV	Ángulo
1	1.0000 + 0.0000i	1	138	0
2	0.9974 + 0.0718i	1	138	4.1169
3	0.9996 + 0.0287i	1	138	1.6469
4	0.9969 + 0.0781i	1	345.0001	4.4786
5	0.9790 + 0.2039i	1	345.0001	11.7662
6	1.0000 + 0.0018i	1	138	0.1019
7	0.9995 - 0.0313i	1	138.0001	-1.7956
8	0.9996 - 0.0292i	1	138.0001	-1.6759
9	0.9993 - 0.0369i	1	138.0001	-2.1141
10	0.9999 + 0.0167i	1	138.0001	0.9588
11	0.9999 - 0.0149i	1	138.0001	-0.8563
12	1.0000 - 0.0081i	1	345.0002	-0.4663
13	0.9988 - 0.0487i	1	138.0001	-2.793
14	0.9987 - 0.0518i	1	138.0001	-2.9718
15	0.9991 - 0.0436i	1	138.0001	-2.4964
16	0.9984 - 0.0574i	1	138.0001	-3.2925
17	0.9981 - 0.0620i	1	138.0001	-3.5526
18	0.9966 - 0.0829i	1	138.0001	-4.755
19	0.9976 - 0.0695i	1	138.0002	-3.9878
20	0.9975 - 0.0700i	1	138.0002	-4.0156
21	0.9995 - 0.0301i	1	138.0002	-1.7222
22	0.9989 - 0.0470i	1	138.0002	-2.6917
23	0.9990 - 0.0454i	1	138.0002	-2.6034
24	0.9989 - 0.0469i	1	138.0002	-2.6855
25	0.9998 - 0.0213i	1	138.0002	-1.2185
26	0.9999 - 0.0132i	1	138.0002	-0.7591
27	1.0000 - 0.0078i	1	138.0002	-0.4463
28	0.9997 + 0.0245i	1	345.0005	1.4038
29	0.9988 + 0.0493i	1	138.0002	2.8286
30	0.9998 + 0.0215i	1	138.0002	1.2331

Tabla 5.42: Resultados de flujos de potencia del sistema eléctrico de 118 nodos

Bus	Vi (PU)	Vpu (PU)	Tensión kV	Ángulo
31	1.0000 + 0.0096i	1	138.0002	0.5522
32	0.9999 + 0.0134i	1	138.0001	0.765
33	0.9999 + 0.0102i	1	138.0002	0.5853
34	1.0000 + 0.0017i	1	138.0002	0.0982
35	0.9999 + 0.0116i	1	138.0002	0.6653
36	0.9985 + 0.0547i	1	138.0002	3.1337
37	0.9963 + 0.0864i	1	138.0002	4.9582
38	0.9926 + 0.1215i	1	138.0003	6.9776
39	0.9955 + 0.0948i	1	161.0003	5.4392
40	0.9766 + 0.2151i	1	138.0003	12.4241
41	0.9788 + 0.2049i	1	138.0003	11.8242
42	0.9815 + 0.1914i	1	138.0003	11.0363
43	0.9853 + 0.1710i	1	138.0003	9.8435
44	0.9930 + 0.1179i	1	138.0002	6.773
45	0.9915 + 0.1304i	1	138.0002	7.493
46	0.9932 + 0.1168i	1	138.0002	6.7085
47	0.9944 + 0.1060i	1	138.0003	6.0839
48	0.9951 + 0.0988i	1	138.0003	5.6725
49	0.9957 + 0.0924i	1	138.0003	5.2992
50	0.9947 + 0.1029i	1	138.0003	5.9054
51	0.9947 + 0.1029i	1	138.0003	5.9054
52	0.9947 + 0.1029i	1	138.0003	5.9054
53	0.9997 - 0.0240i	1	138.0001	-1.373
54	0.9994 + 0.0341i	1	138.0002	1.9543
55	0.9950 - 0.0057i	0.995	137.3079	-0.3294
56	0.9961 + 0.0056i	0.9961	137.4583	0.3204
57	0.9982 + 0.0619i	1.0001	138.0112	3.5495
58	0.9992 + 0.0161i	0.9994	137.9131	0.9248
59	1.0073 + 0.1404i	1.017	350.8745	7.9359
60	0.9922 + 0.0127i	0.9923	136.9353	0.7339

Tabla 5.43: Resultados de flujos de potencia del sistema eléctrico de 118 nodos

Bus	V_i (PU)	V (PU)	Tensión kV	Ángulo
61	0.9808 - 0.0146i	0.9809	135.3599	-0.8548
62	0.9988 - 0.0147i	0.9989	137.8494	-0.8414
63	0.9939 - 0.0192i	0.9941	137.1906	-1.1091
64	1.0052 - 0.0228i	1.0055	138.7588	-1.3018
65	0.9864 - 0.0583i	0.9882	136.3676	-3.3826
66	0.9818 - 0.0587i	0.9835	135.7253	-3.4227
67	0.9858 - 0.0471i	0.9869	136.1966	-2.7381
68	0.9996 - 0.0130i	0.9997	137.9533	-0.7468
69	0.9923 - 0.0609i	0.9941	137.1894	-3.5103
70	0.9941 - 0.0597i	0.9959	137.4341	-3.4373
71	1.0172 + 0.0056i	1.0172	350.9335	0.3149
72	0.9917 - 0.0564i	0.9933	137.0756	-3.2549
73	0.9974 - 0.0634i	0.9994	137.9133	-3.6385
74	1.0025 - 0.0555i	1.004	138.5584	-3.1704
75	1.0189 - 0.0212i	1.0192	351.6083	-1.1912
76	0.9914 - 0.0818i	0.9947	137.2723	-4.716
77	0.9889 - 0.0912i	0.9931	137.0512	-5.2683
78	0.9740 - 0.0941i	0.9785	135.0375	-5.5161
79	0.9589 - 0.1054i	0.9646	133.119	-6.2738
80	0.9623 - 0.0965i	0.9672	133.47	-5.7266
81	0.9967 - 0.0477i	0.9979	137.7053	-2.7416
82	0.9926 - 0.0452i	0.9936	137.1187	-2.6054
83	0.9935 - 0.0462i	0.9946	137.2502	-2.6609
84	0.9812 - 0.0658i	0.9834	135.7158	-3.8342
85	0.9764 - 0.0752i	0.9793	135.145	-4.4011
86	0.9793 - 0.0735i	0.9821	135.5257	-4.2943
87	0.9938 - 0.0532i	0.9952	137.3394	-3.062
88	0.9863 - 0.0624i	0.9883	136.3824	-3.6207
89	0.9982 - 0.0207i	0.9984	137.779	-1.1884
90	1.0031 - 0.0078i	1.0032	346.0948	-0.4437

Tabla 5.44: Resultados de flujos de potencia del sistema eléctrico de 118 nodos

Bus	V_i (PU)	V (PU)	Tensión kV	Ángulo
91	1.0033 - 0.0007i	1.0033	346.1469	-0.0413
92	0.9938 + 0.0079i	0.9938	137.1497	0.4582
93	1.0024 + 0.0340i	1.003	346.0384	1.9398
94	1.0005 + 0.0101i	1.0006	138.0806	0.579
95	0.9949 + 0.0008i	0.9949	137.2944	0.0476
96	0.9904 + 0.0485i	0.9916	136.8406	2.8021
97	0.9850 + 0.0520i	0.9864	136.1193	3.0201
98	1.0066 + 0.0526i	1.008	347.7603	2.9922
99	0.9720 + 0.0601i	0.9739	134.3985	3.5373
100	0.9741 + 0.0727i	0.9768	134.8036	4.2687
101	0.9825 + 0.1014i	0.9877	136.3016	5.8897
102	0.9855 + 0.0952i	0.9901	136.6331	5.5174
103	0.9791 + 0.1561i	0.9915	136.8285	9.0578
104	0.9758 + 0.1308i	0.9845	135.8603	7.6357
105	0.9729 + 0.1047i	0.9785	135.037	6.1442
106	0.9618 + 0.0811i	0.9652	133.1993	4.8216
107	0.9702 + 0.0719i	0.9729	134.2567	4.2397
108	0.9789 + 0.0723i	0.9816	135.4618	4.2257
109	0.9883 + 0.0799i	0.9915	136.8288	4.6246
110	0.9783 + 0.1309i	0.987	136.2027	7.6239
111	0.9825 + 0.1557i	0.9948	137.2789	9.007
112	0.9884 + 0.0874i	0.9922	136.9274	5.0535
113	0.9937 + 0.0972i	0.9984	137.7816	5.5851
114	0.9932 + 0.0971i	0.9979	137.7099	5.584
115	0.9937 - 0.0546i	0.9952	137.3407	-3.146
116	0.9933 - 0.0557i	0.9948	137.2852	-3.2116
117	0.9838 - 0.0242i	0.9841	135.799	-1.4085
118	0.9911 - 0.0015i	0.9911	136.7776	-0.0887

Considerando estos parámetros se observa en las tablas de resultados de los flujos de potencia y en la gráfica 5.19 que las tensiones nodales de todo el sistema se encuentran dentro de los límites operativos. Por lo cual es factible configurar las unidades de generación de acuerdo al despacho económico propuesto en la tabla 5.32.

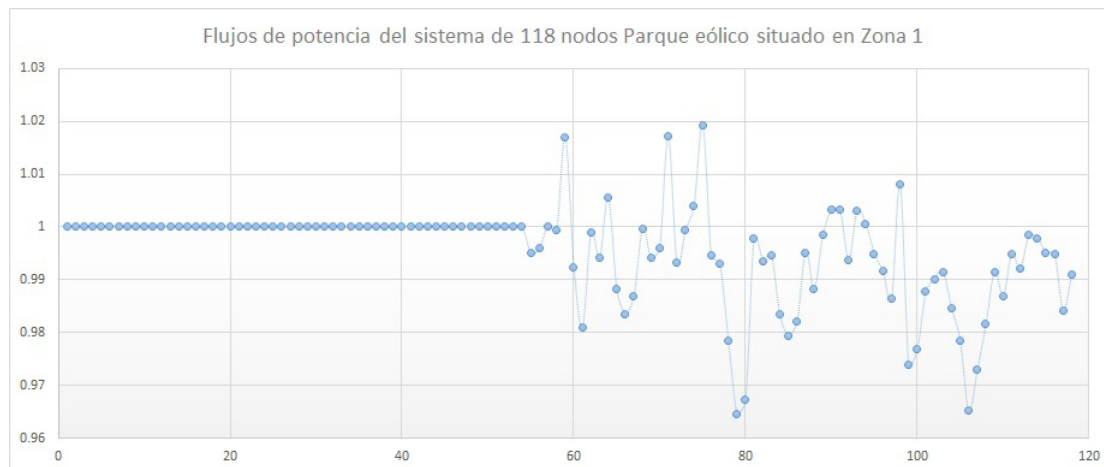


Figura 5.19: Flujos de Potencia

En la gráfica 5.19 se aprecian variaciones en las tensiones nodales debido a que pertenecen a nodos de carga del 55 al 118. Los resultados son extraídos del programa de flujos de potencia realizado en Matlab por el método Newton-Raphson, el cual realizó cuatro iteraciones para encontrar la solución, con un margen de error de $7.2180e-05$.

Conociendo los flujos de potencia del sistema eléctrico, se calcularon las pérdidas en las líneas de transmisión. En la siguiente tabla se muestran los resultados de las pérdidas de potencia activa y reactiva calculadas en por unidad.

Tabla 5.45: Pérdidas en líneas de transmisión del sistema eléctrico de 118 nodos

Enlace	PLOSS	QLOSS	Enlace	PLOSS)	QLOSS
(7,9)	0.0002	-0.0007	(38,40)	0.0071	-0.0512
(8,9)	0.0003	-0.0011	(40,41)	0.0004	-0.0016
(11,13)	0.0013	-0.0012	(41,42)	0.0006	-0.0021
(11,13)	0	-0.0068	(40,43)	0.0106	-0.0508
(13,15)	0.0001	-0.0003	(42,43)	0.0009	-0.0031
(14,15)	0.0002	-0.0006	(37,44)	0.001	-0.0046
(9,16)	0.0005	-0.0016	(43,45)	0.0012	-0.0054
(16,17)	0.0002	-0.0007	(44,45)	0.0004	-0.0019
(18,19)	0.0003	-0.0009	(45,46)	0.001	-0.0033
(19,21)	0.002	-0.0092	(45,47)	0.0006	-0.0028
(21,22)	0.0005	-0.0018	(46,47)	0.0002	-0.0007
(22,23)	0	0	(46,48)	0.0006	-0.0018
(22,24)	0	0	(47,48)	0.0003	-0.0013
(23,24)	0	-0.0001	(48,49)	0.0001	-0.0002
(22,25)	0.0006	-0.0028	(46,50)	0.0002	-0.001
(23,25)	0.0006	-0.0026	(50,51)	0	0
(24,25)	0.0016	-0.0048	(50,52)	0	0
(25,26)	0.0001	-0.0004	(15,53)	0.0005	-0.0017
(26,27)	0.0002	-0.0008	(1,55)	0.0002	-0.0005
(21,29)	0.0259	-0.1322	(6,55)	0.0004	-0.0012
(27,29)	0.0032	-0.0143	(1,56)	0.0003	-0.001
(21,30)	0.0023	-0.0075	(6,56)	0.0001	-0.0002
(28,29)	0	-0.0167	(2,57)	0.0026	-0.0117
(10,31)	0	-0.0001	(3,57)	0.0043	-0.0195
(30,31)	0.0002	-0.0011	(4,57)	0	-0.0098
(10,32)	0	-0.0001	(56,57)	0.0063	-0.028
(31,34)	0.0001	-0.0004	(3,58)	0.0016	-0.0073
(30,36)	0.003	-0.01	(6,58)	0.0014	-0.0057
(35,36)	0.0035	-0.0115	(4,59)	0.0104	-0.13
(36,37)	0.009	-0.0276	(5,59)	0.012	-0.1492

Tabla 5.46: Pérdidas en líneas de transmisión del sistema eléctrico de 118 nodos

Enlace	PLOSS	QLOSS	Enlace	PLOSS	QLOSS
(2,60)	0.0142	-0.0468	(72,74)	0.0002	-0.0008
(6,60)	0.0026	-0.0084	(73,74)	0.0004	-0.0017
(57,60)	0.0098	-0.0331	(28,75)	0.0023	-0.0247
(7,61)	0.0007	-0.0024	(71,75)	0.0011	-0.0132
(60,61)	0.0033	-0.011	(74,75)		-0.0386
(6,62)	0.0011	-0.0035	(18,76)	0.0001	-0.0004
(7,62)	0.0004	-0.0013	(74,76)	0.0021	-0.007
(6,63)	0.0014	-0.0054	(18,77)	0.0007	-0.0024
(7,64)	0.0007	-0.0022	(19,77)	0.0011	-0.0037
(8,64)	0.0003	-0.0014	(16,78)	0.0027	-0.0109
(14,64)	0.0016	-0.0052	(78,79)	0.0003	-0.0014
(53,64)	0.0003	-0.001	(20,80)	0.0039	-0.0132
(63,64)	0.0002	-0.0007	(21,80)	0.0101	-0.0275
(9,65)	0.0011	-0.0051	(79,80)	0.0002	-0.001
(65,66)	0.0001	-0.0002	(20,81)	0.0011	-0.0036
(66,67)	0.0003	-0.0015	(21,81)	0.0014	-0.0047
(10,68)	0.0046	-0.0167	(30,81)	0.0048	-0.0158
(11,68)	0	0	(20,82)	0.001	-0.0031
(15,68)	0.0021	-0.0075	(21,82)	0.0017	-0.0049
(67,68)	0.0018	-0.0081	(21,83)	0.0012	-0.0035
(13,69)	0.0005	-0.0021	(21,84)	0.0037	-0.0104
(14,70)	0.0007	-0.0023	(84,85)	0.0006	-0.0017
(69,70)	0	0	(22,86)	0.0018	-0.0085
(4,71)	0.0095	-0.1116	(85,86)	0	-0.0001
(12,71)	0.0005	-0.0056	(24,87)	0.0002	-0.0006
(64,71)		-0.0245	(83,87)	0.0001	-0.0003
(7,72)	0.0015	-0.0051	(24,88)	0.0013	-0.0037
(17,73)	0.0001	-0.0002	(84,88)	0.0002	-0.0005
(16,74)	0.0006	-0.0021	(25,89)	0	0
(18,74)	0.0015	-0.0042	(26,89)	0.0008	-0.0042

Tabla 5.47: Pérdidas en líneas de transmisión del sistema eléctrico de 118 nodos

Enlace	PLOSS	QLOSS	Enlace	PLOSS	QLOSS
(27,89)	0.0006	-0.0029	(40,103)	0.0092	-0.0473
(25,90)	0	-0.005	(43,104)	0.0056	-0.0184
(26,91)	0	-0.0063	(43,105)	0.008	-0.0263
(28,91)	0.0019	-0.0213	(45,105)	0.0049	-0.0158
(90,91)	0.0002	-0.0025	(104,105)	0.0026	-0.0086
(27,92)	0.0005	-0.0023	(105,106)	0.0044	-0.0144
(29,92)	0.0036	-0.0163	(37,107)	0.0009	-0.0047
(28,93)	0.0005	-0.006	(99,107)	0.0008	-0.0025
(30,93)	0	-0.0044	(105,107)	0.0035	-0.0114
(54,93)	0.0002	-0.0022	(106,107)	0.0008	-0.0026
(31,94)	0	0	(37,108)	0.001	-0.0051
(32,94)	0	-0.0001	(107,108)	0.0002	-0.0008
(33,94)	0	0	(37,109)	0.0002	-0.0009
(30,95)	0.0011	-0.0033	(45,109)	0.003	-0.0136
(31,95)	0.0002	-0.0007	(45,110)	0.0003	-0.0013
(34,95)	0.0002	-0.0006	(43,111)	0.0009	-0.0041
(36,95)	0.004	-0.0134	(110,111)	0.0012	-0.0054
(36,96)	0.0023	-0.0077	(45,112)	0.002	-0.0076
(37,97)	0.0039	-0.0178	(48,112)	0.0008	-0.003
(96,97)	0.0004	-0.0016	(49,112)	0.0001	-0.0004
(37,98)	0	-0.0338	(48,113)	0	-0.0001
(93,98)	0.0016	-0.018	(50,114)	0.0002	-0.0004
(36,99)	0.0027	-0.0076	(113,114)	0	0
(38,100)	0.0049	-0.0169	(15,115)	0.0005	-0.0023
(99,100)	0.0012	-0.0041	(13,116)	0.0002	-0.001
(38,101)	0.0031	-0.0065	(115,116)	0	-0.0001
(100,101)	0.0026	-0.0055	(6,117)	0.0015	-0.0064
(38,102)	0.0016	-0.0056	(35,118)	0.0013	-0.0042
(39,102)	0.0001	-0.0005	(95,118)	0.0001	-0.0004
(38,103)	0.0026	-0.013			

Las pérdidas de energía totales del sistema eléctrico de potencia de 118 nodos son de 0.322 pu's equivalente a 32.22 MW. En el estudio de despacho económico se considera una generación total de energía de 1468 MW, de los cuales 1433 MW corresponden a la carga instalada y el 2.20% representa las pérdidas de energía en los enlaces del sistema.

5.5.3. Método Newton-Raphson implementado en sistema de prueba de 118 nodos, generación térmica y eólica en Zona 2

Para introducir un parque eólico en la red eléctrica, debe realizarse un estudio de las condiciones climáticas de la región donde se tiene contemplado instalar. Si las condiciones del viento son favorables, debe hacerse un estudio de despacho económico en la zona donde se instalará, disminuyendo la potencia que suministran las unidades de generación térmica y el costo de generación de energía eléctrica.

El sistema eléctrico de potencia de 118 nodos mostrado en la figura 5.20 cuenta con una carga instalada de 14.33 pu's. Se instala un parque eólico conformado por 100 aerogeneradores, con una capacidad nominal de 2 MW cada uno equivalente a 0.02 pu's, el parque eólico suministrará una potencia máxima de 200 MW. Si el parque eólico es instalado en los nodos correspondientes a la zona 2, se recomienda instalarlo en el nodo 26 como se muestra en la figura 5.20 debido a que la carga mayor de la zona 2 se encuentra en los nodos adyacentes reduciendo el suministro de energía de la planta termoeléctrica situada en el nodo 37.

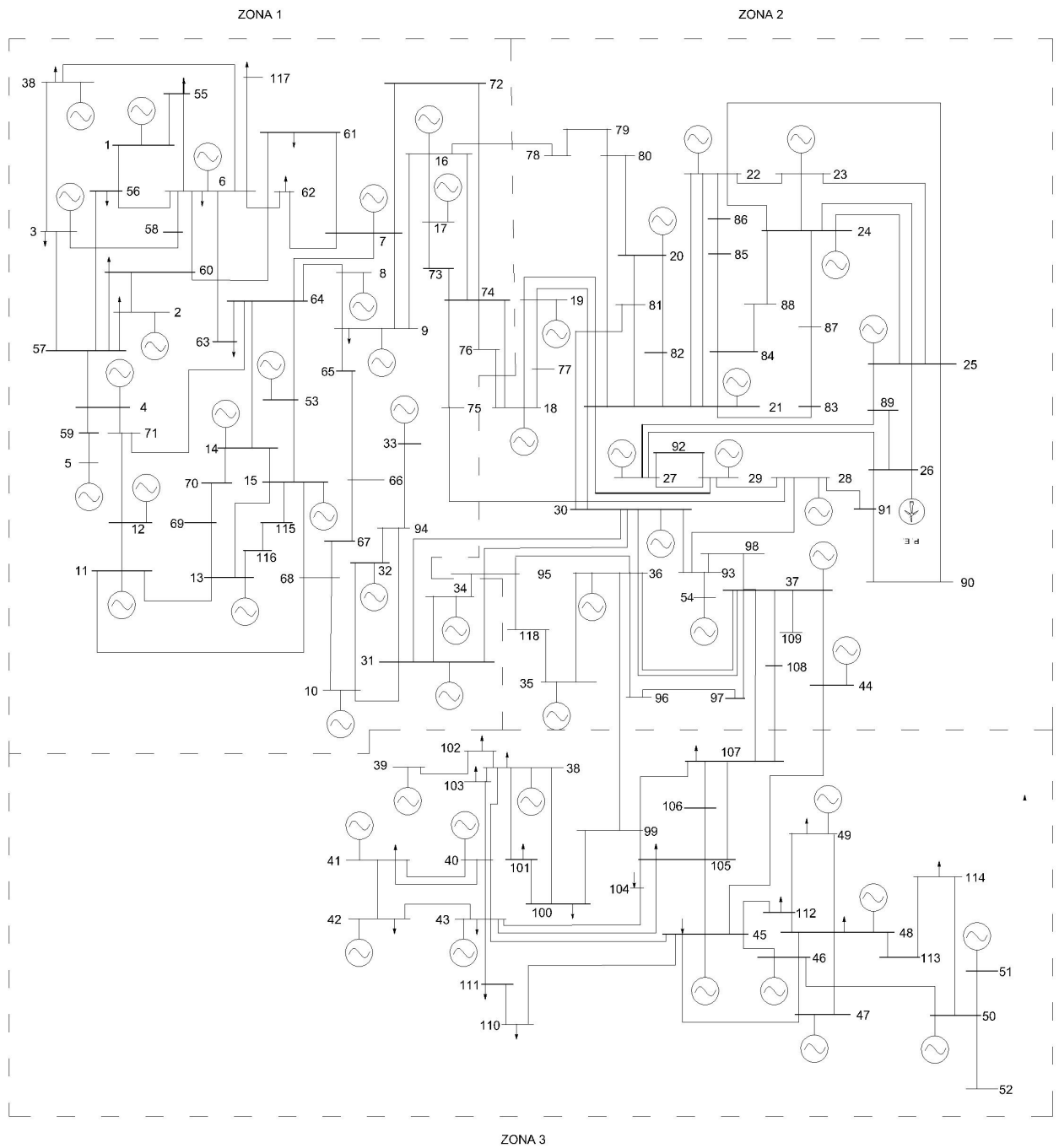


Figura 5.20: Sistema eléctrico de 118 nodos con generación eólica en zona 2

El despacho económico se muestra en la tabla 5.48

Tabla 5.48: Despacho económico, sistema de 118 nodos

Bus	Pg (PU)	Costo (MW)	Bus	Pg (PU)	Costo (MW)
1	0.2	0.00	28	0	0.00
2	0	0.00	29	3	45.54
3	0	0.00	30	0	0.00
4	0.6	14.52	31	0	0.00
5	3.4	51.50	32	0	0.00
6	0	0.00	33	0	0.00
7	0	0.00	34	0	0.00
8	0	0.00	35	0	0.00
9	0	0.00	36	0.6	14.52
10	0.6	14.52	37	0.48	18.71
11	0	0.00	38	0	0.00
12	0	0.00	39	0	0.00
13	0	0.00	40	2.64	40.88
14	0	0.00	41	0	0.00
15	0	0.00	42	0	0.00
16	0	0.00	43	0	0.00
17	0	0.00	44	0	0.00
18	0	0.00	45	1.3	23.55
19	0	0.00	46	0	0.00
20	0	0.00	47	0	0.00
21	0	0.00	48	0	0.00
22	0	0.00	49	0	0.00
23	0	0.00	50	0	0.00
24	0	0.00	51	0	0.00
25	0	0.00	52	0	0.00
26	0	0.00	53	0	0.00
27	0	0.00	54	0	0.00

La potencia de generación eólica no puede ser controlada ya que depende de las condiciones climáticas del lugar de instalación, si la potencia de generación eólica de salida es superior a la potencia estimada, la unidad térmica situada en el nodo 37 debe disminuir la potencia de generación térmica, evitando que líneas de transmisión rebasen su capacidad, y los flujos del sistema no se ven afectados. Si existe escasez de viento, el parque eólico no será capaz de generar energía, bajo esta condición la planta generadora situada en el nodo 37 será la que suministre la energía faltante ya que cuenta con 5.29 pús de reserva, los costos de generación eólica varían en un rango de 223.73 a 259.44. El costo de generación de energía se reduce el 13.76% cuando se tiene generación eólica.

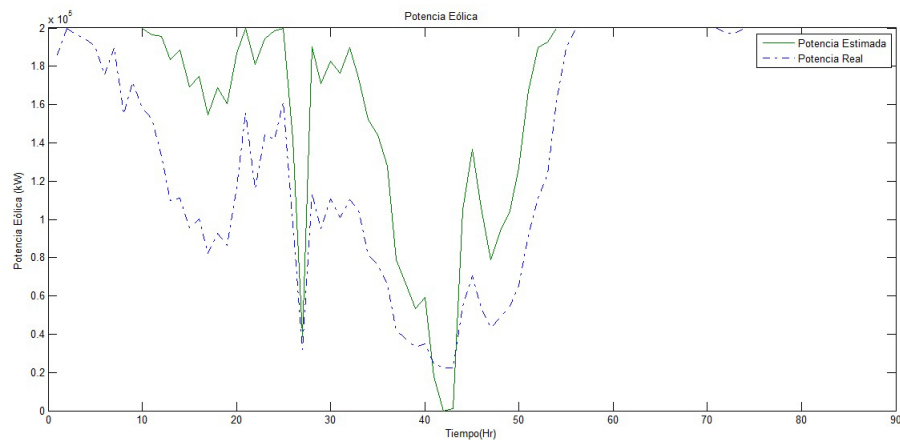


Figura 5.21: Parque eólico de 100 aerogeneradores

Los flujos de potencia no se ven afectados debido a que la planta termoeléctrica situada en el nodo cinco tiene la capacidad de suministrar la energía requerida en caso que haya escasez de viento y no se produzca la energía eólica programada. Los resultados de los flujos son los siguientes:

Tabla 5.49: Resultados de flujos de potencia del sistema eléctrico de 118 nodos

Bus	V_i (PU)	V (PU)	Tensión kV	Ángulo
1	1.0000 + 0.0000i	1	138	0
2	0.9985 + 0.0541i	1	138	3.099
3	0.9996 + 0.0276i	1	138	1.5815
4	0.9926 + 0.1212i	1	345	6.9629
5	0.9442 + 0.3293i	1	345	19.2243
6	1.0000 + 0.0022i	1	138	0.1277
7	1.0000 - 0.0090i	1	138	-0.5148
8	1.0000 - 0.0045i	1	138	-0.2579
9	0.9999 - 0.0128i	1	138	-0.7349
10	0.9995 + 0.0319i	1	138	1.8299
11	1.0000 + 0.0097i	1	138	0.5562
12	0.9998 + 0.0189i	1	345	1.0836
13	0.9997 - 0.0252i	1	138	-1.4439
14	0.9996 - 0.0279i	1	138	-1.6016
15	0.9998 - 0.0205i	1	138	-1.1723
16	0.9997 - 0.0240i	1	138	-1.3735
17	0.9996 - 0.0285i	1	138	-1.6309
18	0.9990 - 0.0456i	1	138	-2.6145
19	0.9996 - 0.0282i	1	138	-1.617
20	0.9996 - 0.0266i	1	138	-1.523
21	0.9998 + 0.0182i	1	138	1.0436
22	0.9998 + 0.0204i	1	138	1.1692
23	0.9997 + 0.0233i	1	138	1.3371
24	0.9998 + 0.0211i	1	138	1.2099
25	0.9980 + 0.0625i	1	138	3.5817
26	0.9951 + 0.0985i	1	138	5.6542
27	0.9957 + 0.0925i	1	138	5.306
28	0.9980 + 0.0633i	1	345	3.6273
29	0.9949 + 0.1010i	1	138	5.7976
30	0.9997 + 0.0227i	1	138	1.2981

Tabla 5.50: Resultados de flujos de potencia del sistema eléctrico de 118 nodos

Bus	Vi (PU)	Vpu (PU)	Tensión kV	Ángulo
31	1.0000 + 0.0056i	1	138	0.3184
32	0.9998 + 0.0193i	1	138	1.1083
33	1.0000 + 0.0078i	1	138	0.4465
34	0.9999 - 0.0108i	1	138	-0.6168
35	0.9999 - 0.0158i	1	138	-0.9071
36	1.0000 + 0.0093i	1	138	0.5344
37	0.9997 + 0.0244i	1	138	1.4007
38	0.9978 + 0.0667i	1	138	3.8254
39	0.9992 + 0.0399i	1	161	2.287
40	0.9872 + 0.1598i	1	138	9.1947
41	0.9888 + 0.1493i	1	138	8.5876
42	0.9908 + 0.1355i	1	138	7.7903
43	0.9934 + 0.1146i	1	138	6.5833
44	0.9983 + 0.0587i	1	138	3.3678
45	0.9974 + 0.0723i	1	138	4.1485
46	0.9983 + 0.0587i	1	138	3.364
47	0.9989 + 0.0478i	1	138	2.7394
48	0.9992 + 0.0406i	1	138	2.328
49	0.9994 + 0.0341i	1	138	1.9546
50	0.9990 + 0.0447i	1	138	2.5608
51	0.9990 + 0.0447i	1	138	2.5608
52	0.9990 + 0.0447i	1	138	2.5608
53	1.0000 + 0.0012i	1	138	0.0685
54	0.9989 + 0.0467i	1	138	2.6785
55	0.9950 - 0.0054i	0.995	137.3078	-0.3135
56	0.9964 + 0.0049i	0.9965	137.5112	0.2815
57	1.0000 + 0.0589i	1.0017	138.2352	3.3703
58	0.9992 + 0.0156i	0.9994	137.9129	0.8939
59	0.9879 + 0.2252i	1.0133	349.5744	12.8391
60	0.9927 + 0.0102i	0.9928	137.0035	0.5895

Tabla 5.51: Resultados de flujos de potencia del sistema eléctrico de 118 nodos

Bus	V_i (PU)	V (PU)	Tensión kV	Ángulo
61	0.9813 - 0.0114i	0.9814	135.4329	-0.668
62	0.9990 - 0.0084i	0.999	137.8619	-0.4817
63	0.9942 - 0.0109i	0.9943	137.2137	-0.6292
64	1.0058 + 0.0027i	1.0058	138.7979	0.1521
65	0.9876 - 0.0356i	0.9882	136.3757	-2.0631
66	0.9829 - 0.0369i	0.9836	135.7417	-2.1473
67	0.9868 - 0.0261i	0.9871	136.221	-1.5134
68	0.9998 + 0.0069i	0.9999	137.9815	0.3959
69	0.9934 - 0.0373i	0.9941	137.1889	-2.1528
70	0.9952 - 0.0360i	0.9959	137.4335	-2.0704
71	1.0160 + 0.0386i	1.0167	350.7715	2.175
72	0.9930 - 0.0290i	0.9934	137.0865	-1.6707
73	0.9989 - 0.0299i	0.9994	137.9128	-1.7158
74	1.0038 - 0.0218i	1.004	138.5562	-1.2428
75	1.0188 + 0.0136i	1.0189	351.5291	0.7667
76	0.9937 - 0.0460i	0.9947	137.2743	-2.653
77	0.9917 - 0.0531i	0.9931	137.0488	-3.0668
78	0.9768 - 0.0581i	0.9785	135.0385	-3.4043
79	0.9622 - 0.0651i	0.9644	133.0906	-3.8704
80	0.9654 - 0.0542i	0.9669	133.4314	-3.2145
81	0.9980 - 0.0071i	0.998	137.7295	-0.4075
82	0.9936 + 0.0018i	0.9936	137.1102	0.1024
83	0.9946 + 0.0066i	0.9946	137.2572	0.3823
84	0.9837 - 0.0078i	0.9837	135.7484	-0.4548
85	0.9795 - 0.0160i	0.9796	135.1878	-0.9366
86	0.9821 - 0.0103i	0.9822	135.5435	-0.5999
87	0.9952 + 0.0083i	0.9952	137.3382	0.4775
88	0.9884 - 0.0003i	0.9884	136.3935	-0.0191
89	0.9946 + 0.0869i	0.9984	137.783	4.9939
90	1.0015 + 0.0731i	1.0042	346.4432	4.1717

Tabla 5.52: Resultados de flujos de potencia del sistema eléctrico de 118 nodos

Bus	V_i (PU)	V (PU)	Tensión kV	Ángulo
91	1.0016 + 0.0784i	1.0047	346.6154	4.4759
92	0.9909 + 0.0818i	0.9942	137.2051	4.7208
93	1.0017 + 0.0466i	1.0027	345.9481	2.6653
94	1.0005 + 0.0077i	1.0006	138.0795	0.4402
95	0.9947 - 0.0141i	0.9948	137.2853	-0.8141
96	0.9915 + 0.0016i	0.9915	136.8264	0.0908
97	0.9864 + 0.0015i	0.9864	136.1197	0.0897
98	1.0059 + 0.0387i	1.0066	347.2792	2.2049
99	0.9738 + 0.0086i	0.9738	134.3844	0.5039
100	0.9766 + 0.0204i	0.9768	134.8001	1.1995
101	0.9865 + 0.0476i	0.9877	136.3022	2.7643
102	0.9892 + 0.0409i	0.9901	136.6328	2.3652
103	0.9864 + 0.1012i	0.9915	136.8324	5.8602
104	0.9816 + 0.0749i	0.9845	135.8548	4.3616
105	0.9773 + 0.0488i	0.9785	135.029	2.8576
106	0.9648 + 0.0261i	0.9651	133.1858	1.549
107	0.9726 + 0.0167i	0.9727	134.2356	0.9848
108	0.9814 + 0.0141i	0.9815	135.4527	0.8215
109	0.9913 + 0.0198i	0.9915	136.8228	1.1471
110	0.9842 + 0.0743i	0.987	136.2004	4.3156
111	0.9898 + 0.0993i	0.9948	137.277	5.731
112	0.9918 + 0.0296i	0.9922	136.9271	1.7089
113	0.9977 + 0.0390i	0.9984	137.7813	2.2406
114	0.9971 + 0.0390i	0.9979	137.7096	2.2395
115	0.9947 - 0.0315i	0.9952	137.3407	-1.8114
116	0.9943 - 0.0326i	0.9948	137.2852	-1.8752
117	0.9838 - 0.0237i	0.9841	135.799	-1.3827
118	0.9909 - 0.0222i	0.9911	136.7746	-1.2849

Considerando estos parámetros se observa en las tablas de resultados de los flujos de potencia y en la gráfica 5.22 que las tensiones nodales de todo el sistema se encuentran dentro de los límites operativos. Por lo cual es factible configurar las unidades de generación de acuerdo al despacho económico propuesto en la tabla 5.32.

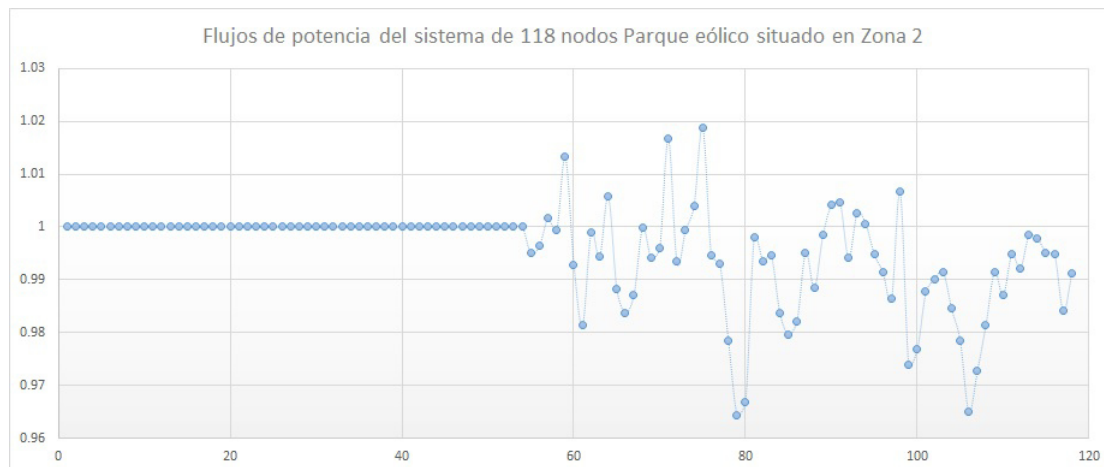


Figura 5.22: Flujos de Potencia

En la gráfica 5.22 se aprecian variaciones en las tensiones nodales debido a que pertenecen a nodos de carga del 55 al 118. Los resultados son extraídos del programa de flujos de potencia realizado en Matlab por el método Newton-Raphson, el cual realizó cuatro iteraciones para encontrar la solución, con un margen de error de $6.5037e-05$.

Conociendo los flujos de potencia del sistema eléctrico, se calcularon las pérdidas en las líneas de transmisión. En la siguiente tabla se muestran los resultados de las pérdidas de potencia activa y reactiva calculadas en por unidad.

Tabla 5.53: Pérdidas en líneas de transmisión del sistema eléctrico de 118 nodos

Enlace	PLOSS	QLOSS	Enlace	PLOSS	QLOSS
(7,9)	0.0001	-0.0003	(38,40)	0.0069	-0.0498
(8,9)	0.0003	-0.0013	(40,41)	0.0004	-0.0016
(11,12)	0	-0.0022	(41,42)	0.0006	-0.0021
(11,13)	0.0014	-0.0072	(40,43)	0.0108	-0.052
(13,15)	0.0001	-0.0003	(42,43)	0.001	-0.0032
(14,15)	0.0002	-0.0005	(37,44)	0.0012	-0.0055
(9,16)	0.0001	-0.0005	(43,45)	0.0013	-0.0058
(16,17)	0.0002	-0.0007	(44,45)	0.0005	-0.0022
(18,19)	0.0005	-0.0015	(45,46)	0.001	-0.0033
(19,21)	0.0028	-0.0127	(45,47)	0.0006	-0.0028
(21,22)	0	0	(46,47)	0.0002	-0.0007
(22,23)	0	-0.0001	(46,48)	0.0006	-0.0018
(22,24)	0	0	(47,48)	0.0003	-0.0013
(23,24)	0.0001	-0.0003	(48,49)	0.0001	-0.0002
(22,25)	0.0016	-0.0074	(46,50)	0.0002	-0.001
(23,25)	0.0015	-0.0068	(50,51)	0	0
(24,25)	0.0042	-0.0126	(50,52)	0	0
(25,26)	0.0018	-0.0083	(15,53)	0.0006	-0.0021
(26,27)	0.0002	-0.0009	(1,55)	0.0002	-0.0005
(21,29)	0.0282	-0.1442	(6,55)	0.0004	-0.0013
(27,29)	0.0001	-0.0003	(1,56)	0.0002	-0.0008
(28,29)	0	-0.0388	(6,56)	0	-0.0001
(21,30)	0	-0.0001	(2,57)	0.0007	-0.003
(10,31)	0	-0.0017	(3,57)	0.0038	-0.0173
(30,31)	0.0005	-0.0022	(4,57)	0	-0.1476
(10,32)	0.0002	-0.0008	(56,57)	0.0058	-0.0258
(31,34)	0.0006	-0.0018	(3,58)	0.0015	-0.0066
(30,36)	0.0005	-0.0016	(6,58)	0.0013	-0.0049
(35,36)	0.0012	-0.0039	(4,59)	0.0282	-0.3526
(36,37)	0.002	-0.0062	(5,59)	0.0315	-0.3933

Tabla 5.54: Pérdidas en líneas de transmisión del sistema eléctrico de 118 nodos

Enlace	PLOSS	QLOSS	Enlace	PLOSS	QLOSS
(2,60)	0.0079	-0.026	(72,74)	0.0003	-0.0011
(6,60)	0.0017	-0.0054	(73,74)	0.0004	-0.0017
(57,60)	0.0097	-0.0326	(28,75)	0.0027	-0.0291
(7,61)	0.0004	-0.0013	(71,75)	0.001	-0.0116
(60,61)	0.0023	-0.0075	(74,75)		-0.0395
(6,62)	0.0004	-0.0015	(18,76)	0.0001	-0.0004
(7,62)	0	0	(74,76)	0.0018	-0.006
(6,63)	0.0006	-0.0023	(18,77)	0.0006	-0.0021
(7,64)	0.0011	-0.0036	(19,77)	0.0014	-0.0046
(8,64)	0.0004	-0.0016	(16,78)	0.0023	-0.0095
(14,64)	0.0017	-0.0057	(78,79)	0.0002	-0.001
(53,64)	0.0003	-0.0011	(20,80)	0.0039	-0.0132
(63,64)	0.0004	-0.0017	(21,80)	0.0112	-0.0305
(9,65)	0.0012	-0.0055	(79,80)	0.0003	-0.0013
(65,66)	0.0001	-0.0003	(20,81)	0.0008	-0.0028
(66,67)	0.0003	-0.0013	(21,81)	0.0029	-0.0094
(10,68)	0.0032	-0.0118	(30,81)	0.0009	-0.0029
(11,68)	0	-0.0001	(20,82)	0.0013	-0.004
(15,68)	0.0017	-0.006	(21,82)	0.0019	-0.0054
(67,68)	0.0016	-0.0076	(21,83)	0.0007	-0.0019
(13,69)	0.0005	-0.0021	(21,84)	0.0022	-0.0061
(14,70)	0.0007	-0.0023	(84,85)	0.0004	-0.0013
(69,70)	0	-0.0001	(22,86)	0.0021	-0.0098
(4,71)	0.0124	-0.1453	(85,86)	0.0001	-0.0002
(12,71)	0.0007	-0.0075	(24,87)	0.0006	-0.0017
(64,71)		-0.0359	(83,87)	0	0
(7,72)	0.001	-0.0033	(24,88)	0.0019	-0.0054
(17,73)	0.0001	-0.0002	(84,88)	0.0003	-0.001
(16,74)	0.0006	-0.0021	(25,89)	0.0009	-0.004
(18,74)	0.0011	-0.0031	(26,89)	0.0019	-0.0096

Tabla 5.55: Pérdidas en líneas de transmisión del sistema eléctrico de 118 nodos

Enlace	PLOSS	QLOSS	Enlace	PLOSS	QLOSS
(27,89)	0.0001	-0.0005	(40,103)	0.0091	-0.0464
(25,90)	0	-0.0032	(43,104)	0.0057	-0.0186
(26,91)	0	-0.0167	(43,105)	0.0081	-0.0266
(28,91)	0.0007	-0.008	(45,105)	0.0046	-0.0151
(90,91)	0.0001	-0.0014	(104,105)	0.0027	-0.0087
(27,92)	0.0002	-0.0011	(105,106)	0.0043	-0.0142
(29,92)	0.0008	-0.0036	(37,107)	0.0008	-0.0042
(28,93)	0.0016	-0.018	(99,107)	0.0004	-0.0012
(30,93)	0	-0.0156	(105,107)	0.0034	-0.011
(54,93)	0.0002	-0.0019	(106,107)	0.0008	-0.0025
(31,94)	0	-0.0001	(37,108)	0.0009	-0.0045
(32,94)	0.0002	-0.0007	(107,108)	0.0002	-0.0009
(33,94)	0	0	(37,109)	0.0002	-0.0008
(30,95)	0.0034	-0.0102	(45,109)	0.0033	-0.0149
(31,95)	0.0008	-0.0027	(45,110)	0.0003	-0.0013
(34,95)	0.0003	-0.0009	(43,111)	0.0009	-0.0042
(36,95)	0.0008	-0.0027	(110,111)	0.0012	-0.0056
(36,96)	0.003	-0.0097	(45,112)	0.002	-0.0076
(37,97)	0.0021	-0.0095	(48,112)	0.0008	-0.003
(96,97)	0.0002	-0.001	(49,112)	0.0001	-0.0004
(37,98)		-0.0065	(48,113)	0	-0.0001
(93,98)	0.0003	-0.0039	(50,114)	0.0002	-0.0004
(36,99)	0.0025	-0.0072	(113,114)	0	0
(38,100)	0.0047	-0.0161	(15,115)	0.0005	-0.0023
(99,100)	0.0011	-0.0037	(13,116)	0.0002	-0.0011
(38,101)	0.0029	-0.0063	(115,116)	0	-0.0001
(100,101)	0.0025	-0.0052	(6,117)	0.0015	-0.0064
(38,102)	0.0016	-0.0056	(35,118)	0.0006	-0.0021
(39,102)	0.0001	-0.0005	(95,118)	0.0005	-0.0015
(38,103)	0.0024	-0.0125			

Las pérdidas de energía totales del sistema eléctrico de potencia de 118 nodos son de 0.3314 pu's equivalente a 33.14 MW. En el estudio de despacho económico se considera una generación total de energía de 1468 MW, de los cuales 1433 MW corresponden a la carga instalada y el 2.25% representa las pérdidas de energía en los enlaces del sistema.

5.5.4. Método Newton-Raphson implementado en sistema de prueba de 118 nodos, generación térmica y eólica en Zona 3

Para introducir un parque eólico en la red eléctrica, debe realizarse un estudio de las condiciones climáticas de la región donde se tiene contemplado instalar. Si las condiciones del viento son favorables, debe hacerse un estudio de despacho económico en la zona donde se instalará, disminuyendo la potencia que suministran las unidades de generación térmica y el costo de generación de energía eléctrica.

El sistema eléctrico de potencia de 118 nodos mostrado en la figura 5.23 cuenta con una carga instalada de 14.33 pu's. Se instala un parque eólico conformado por 100 aerogeneradores, con una capacidad nominal de 2 MW cada uno equivalente a 0.02 pu's, el parque eólico suministrará una potencia máxima de 200 MW.

Si el parque eólico es instalado en los nodos correspondientes a la zona 3, se recomienda instalarlo en el nodo 43 como se muestra en la figura 5.23 debido a que la carga mayor de la zona 3 se encuentra en los nodos adyacentes reduciendo el suministro de energía de la planta termoeléctrica situada en el nodo 40 .

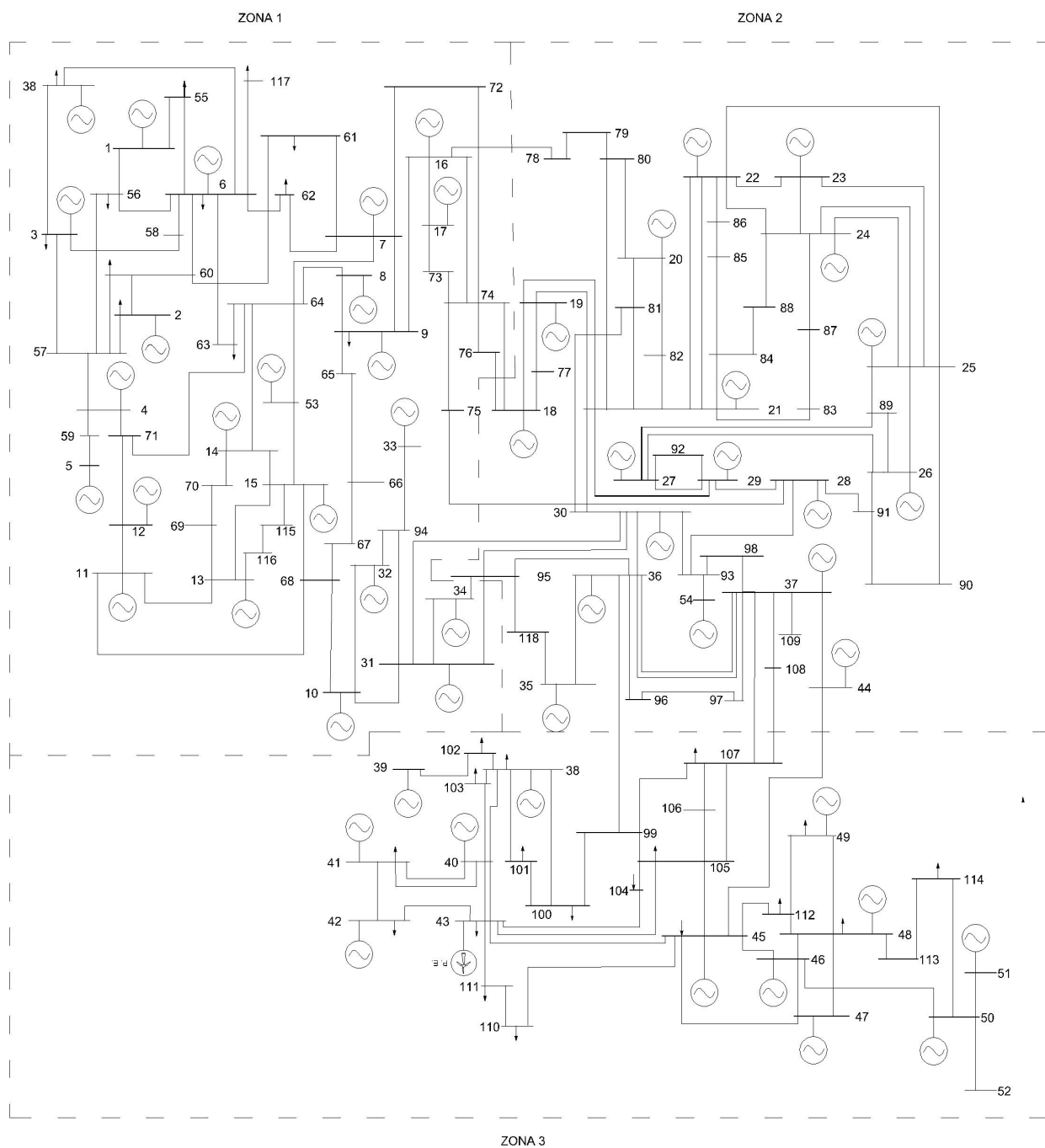


Figura 5.23: Sistema eléctrico de 118 nodos con generación eólica en Zona 3

El despacho económico se muestra en la tabla 5.56

Tabla 5.56: Despacho económico, sistema de 118 nodos

Bus	Pg (PU)	Costo (MW)	Bus	Pg (PU)	Costo (MW)
1	0	0.00	28	0	0.00
2	0	0.00	29	3	45.54
3	0	0.00	30	0	0.00
4	0.6	14.52	31	0	0.00
5	3.46	51.50	32	0	0.00
6	0	0.00	33	0	0.00
7	0	0.00	34	0	0.00
8	0	0.00	35	0	0.00
9	0	0.00	36	0.6	14.52
10	0.6	14.52	37	2.48	54.42
11	0	0.00	38	0	0.00
12	0	0.00	39	0	0.00
13	0	0.00	40	0.64	15.03
14	0	0.00	41	0	0.00
15	0	0.00	42	0	0.00
16	0	0.00	43	2	0.00
17	0	0.00	44	0	0.00
18	0	0.00	45	1.3	23.55
19	0	0.00	46	0	0.00
20	0	0.00	47	0	0.00
21	0	0.00	48	0	0.00
22	0	0.00	49	0	0.00
23	0	0.00	50	0	0.00
24	0	0.00	51	0	0.00
25	0	0.00	52	0	0.00
26	0	0.00	53	0	0.00
27	0	0.00	54	0	0.00

La potencia de generación eólica no puede ser controlada ya que depende de las condiciones climáticas del lugar de instalación, si la potencia de generación eólica de salida es superior a la potencia estimada, la unidad térmica situada en el nodo 40 debe disminuir la potencia de generación térmica, evitando que las líneas de transmisión rebasen su capacidad, y los flujos del sistema no se ven afectados si la potencia total de generación es equivalente a la carga instalada.

Si existe escacés de viento, el parque eólico no será capaz de generar energía, bajo esta condición la planta generadora situada en el nodo 40 será la que suministre la energía faltante ya que cuenta con 6.43 pus de reserva, los costos de generación eólica varían en un rango de \$233.6 a \$259.44.

El costo de generación de energía se reduce el 9.95 % cuando se tiene generación eólica.

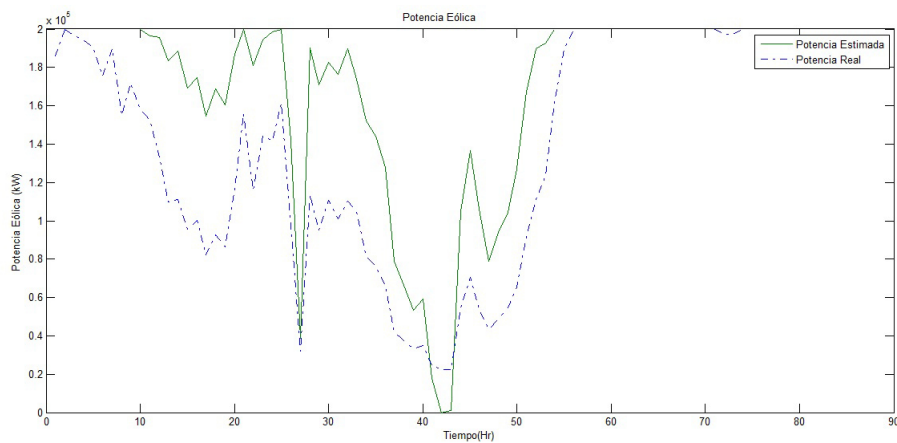


Figura 5.24: Parque eólico de 100 aerogeneradores

Los flujos de potencia no se ven afectados debido a que la planta termoeléctrica situada en el nodo cinco tiene la capacidad de suministrar la energía requerida en caso que haya escasez de viento y no se produzca la energía eólica programada.

Los resultados de los flujos son los siguientes:

Tabla 5.57: Resultados de flujos de potencia del sistema eléctrico de 118 nodos

Bus	V_i (PU)	V (PU)	Tensión kV	Ángulo
1	1.0000 + 0.0000i	1	138	0
2	0.9986 + 0.0534i	1	138	3.0585
3	0.9996 + 0.0270i	1	138	1.5443
4	0.9927 + 0.1203i	1	345.0001	6.9114
5	0.9445 + 0.3284i	1	345.001	19.1727
6	1.0000 + 0.0016i	1	138	0.0943
7	1.0000 - 0.0100i	1	138.0001	-0.5724
8	1.0000 - 0.0052i	1	138.0001	-0.2975
9	0.9999 - 0.0137i	1	138.0001	-0.7847
10	0.9990 + 0.0446i	1	138.0001	2.5539
11	0.9999 + 0.0137i	1	138.0001	0.7828
12	0.9998 + 0.0213i	1	345.0003	1.2181
13	0.9998 - 0.0216i	1	138.0001	-1.2399
14	0.9997 - 0.0255i	1	138.0001	-1.4633
15	0.9999 - 0.0168i	1	138.0001	-0.9599
16	0.9996 - 0.0296i	1	138.0002	-1.6959
17	0.9994 - 0.0341i	1	138.0002	-1.9534
18	0.9985 - 0.0547i	1	138.0002	-3.1354
19	0.9992 - 0.0410i	1	138.0002	-2.3522
20	0.9992 - 0.0411i	1	138.0003	-2.3575
21	1.0000 - 0.0010i	1	138.0003	-0.0591
22	0.9998 - 0.0179i	1	138.0003	-1.0234
23	0.9999 - 0.0163i	1	138.0003	-0.9347
24	0.9998 - 0.0177i	1	138.0003	-1.017
25	1.0000 + 0.0079i	1	138.0003	0.4543
26	0.9999 + 0.0160i	1	138.0003	0.9154
27	0.9998 + 0.0214i	1	138.0003	1.2277
28	0.9986 + 0.0538i	1	345.0006	3.082
29	0.9969 + 0.0785i	1	138.0002	4.5005
30	0.9987 + 0.0506i	1	138.0003	2.8984

Tabla 5.58: Resultados de flujos de potencia del sistema eléctrico de 118 nodos

Bus	Vi (PU)	Vpu (PU)	Tensión kV	Ángulo
31	0.9993 + 0.0383i	1	138.0003	2.1963
32	0.9991 + 0.0416i	1	138.0002	2.3834
33	0.9992 + 0.0388i	1	138.0002	2.2252
34	0.9995 + 0.0305i	1	138.0003	1.7471
35	0.9992 + 0.0404i	1	138.0003	2.3139
36	0.9965 + 0.0833i	1	138.0003	4.7796
37	0.9932 + 0.1163i	1	138.0003	6.6806
38	0.9926 + 0.1213i	1	138.0003	6.968
39	0.9955 + 0.0946i	1	161.0004	5.4296
40	0.9799 + 0.1996i	1	138.0003	11.5151
41	0.9790 + 0.2039i	1	138.0003	11.7668
42	0.9778 + 0.2096i	1	138.0003	12.0989
43	0.9759 + 0.2182i	1	138.0003	12.6055
44	0.9882 + 0.1535i	1	138.0003	8.8273
45	0.9858 + 0.1681i	1	138.0003	9.6796
46	0.9880 + 0.1546i	1	138.0003	8.8951
47	0.9896 + 0.1438i	1	138.0003	8.2706
48	0.9906 + 0.1367i	1	138.0003	7.8591
49	0.9915 + 0.1303i	1	138.0003	7.4858
50	0.9900 + 0.1408i	1	138.0003	8.092
51	0.9900 + 0.1408i	1	138.0003	8.092
52	0.9900 + 0.1408i	1	138.0003	8.092
53	1.0000 + 0.0012i	1	138.0001	0.0705
54	0.9980 + 0.0634i	1	138.0003	3.6364
55	0.9950 - 0.0058i	0.995	137.3079	-0.3341
56	0.9964 + 0.0046i	0.9965	137.5108	0.2664
57	1.0000 + 0.0582i	1.0017	138.2347	3.3295
58	0.9993 + 0.0150i	0.9994	137.9129	0.8581
59	0.9881 + 0.2243i	1.0133	349.575	12.7876
60	0.9927 + 0.0096i	0.9928	137.0036	0.5527

Tabla 5.59: Resultados de flujos de potencia del sistema eléctrico de 118 nodos

Bus	V_i (PU)	V (PU)	Tensión kV	Ángulo
61	0.9813 - 0.0122i	0.9814	135.4328	-0.7096
62	0.9990 - 0.0091i	0.999	137.8619	-0.5215
63	0.9942 - 0.0115i	0.9943	137.2115	-0.661
64	1.0057 + 0.0022i	1.0057	138.7911	0.1238
65	0.9876 - 0.0343i	0.9882	136.3659	-1.9889
66	0.9829 - 0.0340i	0.9835	135.72	-1.9816
67	0.9866 - 0.0214i	0.9869	136.1888	-1.2427
68	0.9995 + 0.0146i	0.9996	137.9515	0.8363
69	0.9935 - 0.0343i	0.9941	137.1904	-1.975
70	0.9953 - 0.0334i	0.9959	137.4354	-1.9218
71	1.0160 + 0.0373i	1.0167	350.7656	2.1035
72	0.9928 - 0.0321i	0.9934	137.0842	-1.8529
73	0.9987 - 0.0355i	0.9994	137.9136	-2.0384
74	1.0037 - 0.0274i	1.0041	138.5603	-1.5659
75	1.0189 + 0.0087i	1.0189	351.5207	0.4881
76	0.9933 - 0.0538i	0.9947	137.2732	-3.1019
77	0.9911 - 0.0631i	0.9931	137.0511	-3.6445
78	0.9763 - 0.0666i	0.9785	135.0383	-3.9016
79	0.9615 - 0.0779i	0.9646	133.1176	-4.6323
80	0.9647 - 0.0687i	0.9672	133.4678	-4.0751
81	0.9977 - 0.0188i	0.9979	137.7053	-1.0796
82	0.9935 - 0.0164i	0.9936	137.1187	-0.9434
83	0.9944 - 0.0173i	0.9946	137.2503	-0.9964
84	0.9827 - 0.0372i	0.9834	135.7161	-2.1681
85	0.9782 - 0.0467i	0.9793	135.1453	-2.7347
86	0.9810 - 0.0450i	0.9821	135.5259	-2.6267
87	0.9949 - 0.0242i	0.9952	137.3395	-1.3952
88	0.9877 - 0.0337i	0.9883	136.3826	-1.9536
89	0.9984 + 0.0085i	0.9984	137.7791	0.4859
90	1.0029 + 0.0215i	1.0032	346.0941	1.2308

Tabla 5.60: Resultados de flujos de potencia del sistema eléctrico de 118 nodos

Bus	V_i (PU)	V (PU)	Tensión kV	Ángulo
91	1.0029 + 0.0286i	1.0033	346.1464	1.6342
92	0.9932 + 0.0370i	0.9938	137.1498	2.1311
93	1.0010 + 0.0634i	1.003	346.0378	3.622
94	0.9998 + 0.0387i	1.0006	138.0807	2.2189
95	0.9944 + 0.0295i	0.9949	137.2943	1.698
96	0.9886 + 0.0771i	0.9916	136.8416	4.457
97	0.9831 + 0.0807i	0.9864	136.119	4.6925
98	1.0046 + 0.0824i	1.008	347.7617	4.6887
99	0.9705 + 0.0831i	0.9741	134.4196	4.8913
100	0.9734 + 0.0888i	0.9774	134.886	5.2102
101	0.9823 + 0.1065i	0.988	136.3472	6.1858
102	0.9855 + 0.0950i	0.9901	136.6332	5.5078
103	0.9809 + 0.1469i	0.9918	136.8743	8.5191
104	0.9689 + 0.1722i	0.9841	135.8056	10.0766
105	0.9679 + 0.1412i	0.9781	134.9819	8.3012
106	0.9580 + 0.1144i	0.9648	133.1449	6.8072
107	0.9673 + 0.1018i	0.9726	134.2192	6.0084
108	0.9761 + 0.1021i	0.9815	135.4428	5.9716
109	0.9850 + 0.1126i	0.9914	136.8157	6.5214
110	0.9717 + 0.1723i	0.9869	136.1874	10.0572
111	0.9742 + 0.2010i	0.9947	137.2665	11.6606
112	0.9843 + 0.1250i	0.9922	136.9275	7.2401
113	0.9892 + 0.1350i	0.9984	137.7816	7.7717
114	0.9887 + 0.1349i	0.9979	137.7099	7.7706
115	0.9948 - 0.0278i	0.9952	137.3408	-1.6026
116	0.9944 - 0.0289i	0.9948	137.2853	-1.6669
117	0.9838 - 0.0243i	0.9841	135.799	-1.4161
118	0.9908 + 0.0270i	0.9911	136.7776	1.5608

Considerando estos parámetros se observa en las tablas de resultados de los flujos de potencia y en la gráfica 5.25 que las tensiones nodales de todo el sistema se encuentran dentro de los límites operativos. Por lo cual es factible configurar las unidades de generación de acuerdo al despacho económico propuesto en la tabla 5.32.

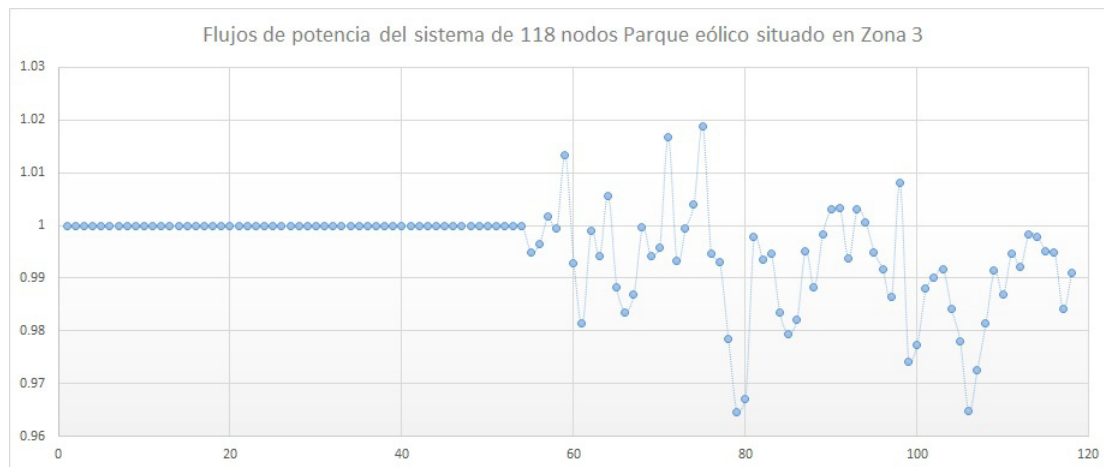


Figura 5.25: Flujos de Potencia

En la gráfica 5.25 se aprecian variaciones en las tensiones nodales debido a que pertenecen a nodos de carga del 55 al 118.

Los resultados son extraídos del programa de flujos de potencia realizado en Matlab por el método Newton-Raphson, el cual realizó cuatro iteraciones para encontrar la solución, con un margen de error de $8.1314e-05$

Conociendo los flujos de potencia del sistema eléctrico, se calcularon las pérdidas en las líneas de transmisión. En la siguiente tabla se muestran los resultados de las pérdidas de potencia activa y reactiva calculadas en por unidad.

Tabla 5.61: Pérdidas en líneas de transmisión del sistema eléctrico de 118 nodos

Enlace	PLOSS	QLOSS	Enlace	PLOSS	QLOSS
(7,9)	0.0001	-0.0003	(38,40)	0.0049	-0.0357
(8,9)	0.0003	-0.0014	(40,41)	0.0001	-0.0003
(11,12)	0	-0.0015	(41,42)	0.0001	-0.0004
(11,13)	0.0014	-0.0074	(40,43)	0.0019	-0.0091
(13,15)	0.0001	-0.0003	(42,43)	0.0002	-0.0006
(14,15)	0.0002	-0.0007	(37,44)	0.0014	-0.0065
(9,16)	0.0003	-0.0009	(43,45)	0.0019	-0.0084
(16,17)	0.0002	-0.0007	(44,45)	0.0006	-0.0026
(18,19)	0.0003	-0.0009	(45,46)	0.001	-0.0033
(19,21)	0.0021	-0.0095	(45,47)	0.0006	-0.0028
(21,22)	0.0005	-0.0018	(46,47)	0.0002	-0.0007
(22,23)	0	0	(46,48)	0.0006	-0.0018
(22,24)	0	0	(47,48)	0.0003	-0.0013
(23,24)	0	-0.0001	(48,49)	0.0001	-0.0002
(22,25)	0.0006	-0.0028	(46,50)	0.0002	-0.001
(23,25)	0.0006	-0.0026	(50,51)	0	0
(24,25)	0.0016	-0.0048	(50,52)	0	0
(25,26)	0.0001	-0.0004	(15,53)	0.0004	-0.0015
(26,27)	0.0002	-0.0008	(1,55)	0.0002	-0.0005
(21,29)	0.026	-0.1327	(6,55)	0.0004	-0.0012
(27,29)	0.0032	-0.0143	(1,56)	0.0002	-0.0007
(28,29)	0	-0.0166	(6,56)	0	-0.0001
(21,30)	0.0023	-0.0075	(2,57)	0.0007	-0.003
(10,31)	0	-0.0001	(3,57)	0.0038	-0.0172
(30,31)	0.0003	-0.0011	(4,57)	0	-0.1467
(10,32)	0	0	(56,57)	0.0057	-0.0254
(31,34)	0.0001	-0.0004	(3,58)	0.0015	-0.0066
(30,36)	0.003	-0.0098	(6,58)	0.0012	-0.0049
(35,36)	0.0034	-0.0115	(4,59)	0.0282	-0.3526
(36,37)	0.0098	-0.0299	(5,59)	0.0315	-0.3933

Tabla 5.62: Pérdidas en líneas de transmisión del sistema eléctrico de 118 nodos

Enlace	P LOSS	QLOSS	Enlace	PLOSS	QLOSS
(2,60)	0.0079	-0.026	(72,74)	0.0003	-0.0009
(6,60)	0.0016	-0.0054	(73,74)	0.0004	-0.0017
(57,60)	0.0097	-0.0325	(28,75)	0.0022	-0.0246
(7,61)	0.0004	-0.0013	(71,75)	0.0013	-0.0152
(60,61)	0.0023	-0.0075	(74,75)	0	-0.0409
(6,62)	0.0005	-0.0015	(18,76)	0.0001	-0.0004
(7,62)	0	0	(74,76)	0.0021	-0.007
(6,63)	0.0006	-0.0023	(18,77)	0.0007	-0.0024
(7,64)	0.0011	-0.0038	(19,77)	0.0011	-0.0037
(8,64)	0.0004	-0.0016	(16,78)	0.0026	-0.0107
(14,64)	0.0014	-0.0047	(78,79)	0.0003	-0.0013
(53,64)	0.0003	-0.001	(20,80)	0.0039	-0.0132
(63,64)	0.0004	-0.0017	(21,80)	0.0102	-0.0276
(9,65)	0.001	-0.0047	(79,80)	0.0002	-0.001
(65,66)	0.0001	-0.0002	(20,81)	0.0011	-0.0036
(66,67)	0.0004	-0.0017	(21,81)	0.0014	-0.0047
(10,68)	0.0047	-0.017	(30,81)	0.0048	-0.0159
(11,68)	0	0	(20,82)	0.001	-0.0031
(15,68)	0.0022	-0.0079	(21,82)	0.0017	-0.0049
(67,68)	0.0019	-0.0088	(21,83)	0.0012	-0.0035
(13,69)	0.0005	-0.0022	(21,84)	0.0037	-0.0104
(14,70)	0.0007	-0.0022	(84,85)	0.0006	-0.0017
(69,70)	0	0	(22,86)	0.0018	-0.0085
(4,71)	0.0125	-0.1464	(85,86)	0	-0.0001
(12,71)	0.0006	-0.006	(24,87)	0.0002	-0.0006
(64,71)	0	-0.0346	(83,87)	0.0001	-0.0003
(7,72)	0.0012	-0.004	(24,88)	0.0013	-0.0037
(17,73)	0.0001	-0.0002	(84,88)	0.0002	-0.0005
(16,74)	0.0006	-0.0021	(25,89)	0	0
(18,74)	0.0014	-0.0041	(26,89)	0.0008	-0.0042

Tabla 5.63: Pérdidas en líneas de transmisión del sistema eléctrico de 118 nodos

(27,89)	0.0006	-0.0029	(40,103)	0.0073	-0.0376
(25,90)	0	-0.005	(43,104)	0.0071	-0.0234
(26,91)	0	-0.0063	(43,105)	0.0106	-0.0347
(28,91)	0.0019	-0.0214	(45,105)	0.0051	-0.0165
(90,91)	0.0002	-0.0025	(104,105)	0.0037	-0.012
(27,92)	0.0005	-0.0023	(105,106)	0.0053	-0.0173
(29,92)	0.0036	-0.0163	(37,107)	0.0009	-0.0047
(28,93)	0.0005	-0.0061	(99,107)	0.0019	-0.0063
(30,93)	0	-0.0046	(105,107)	0.0051	-0.0163
(54,93)	0.0002	-0.0022	(106,107)	0.0013	-0.004
(31,94)	0	0	(37,108)	0.001	-0.0051
(32,94)	0	0	(107,108)	0.0002	-0.0009
(33,94)	0	0	(37,109)	0.0002	-0.0007
(30,95)	0.0011	-0.0034	(45,109)	0.0036	-0.0164
(31,95)	0.0002	-0.0007	(45,110)	0.0004	-0.0016
(34,95)	0.0002	-0.0006	(43,111)	0.0011	-0.0051
(36,95)	0.004	-0.0133	(110,111)	0.0016	-0.0071
(36,96)	0.0023	-0.0075	(45,112)	0.002	-0.0076
(37,97)	0.0041	-0.0186	(48,112)	0.0008	-0.003
(96,97)	0.0004	-0.0017	(49,112)	0.0001	-0.0004
(37,98)	0	-0.0347	(48,113)	0	-0.0001
(93,98)	0.0016	-0.0184	(50,114)	0.0002	-0.0004
(36,99)	0.0025	-0.0071	(113,114)	0	0
(38,100)	0.0026	-0.0089	(15,115)	0.0005	-0.0023
(99,100)	0.0003	-0.001	(13,116)	0.0002	-0.0011
(38,101)	0.002	-0.0042	(115,116)	0	-0.0001
(100,101)	0.0011	-0.0024	(6,117)	0.0015	-0.0064
(38,102)	0.0016	-0.0056	(35,118)	0.0013	-0.0042
(39,102)	0.0001	-0.0005	(95,118)	0.0001	-0.0004
(38,103)	0.0015	-0.0075			

Las pérdidas de energía totales del sistema eléctrico de potencia de 118 nodos son de 0.3406 pu's equivalente a 34.06 MW. En el estudio de despacho económico se considera una generación total de energía de 14680 MW, de los cuales 1433 MW corresponden a la carga instalada y el 2.38 % representa las pérdidas de energía en los enlaces del sistema.

En el presente capítulo se realizaron 4 casos de estudio implementados en el sistema de prueba de 118 nodos. En el primer caso se realiza una asignación de unidades y despacho económico considerando un suministro de energía al 100 % de generación térmica.

El segundo caso de estudio contempla un estudio de asignación de unidades y despacho económico considerando el 86.37% de generación térmica y el 13.62% de generación eólica cuando el parque eólico de 100 aerogeneradores se encuentra instalado en la zona 1.

En el tercer caso de estudio se considera el 86.37% de generación térmica y el 13.62% de generación eólica cuando el parque eólico de 100 aerogeneradores se encuentra instalado en la zona 2.

Finalmente el cuarto caso de estudio incluye el parque eólico de 100 aerogeneradores instalado en la zona 3 aportando el 13.62% de la energía total suministrada por el sistema de 118 nodos.

En la tabla 5.64 se muestran los costos totales de generación de energía. En los casos que incluye generación eólica, se muestra el costo mínimo del sistema cuando el parque eólico se encuentra generando energía al 100% de su capacidad.

Tabla 5.64: Conclusiones del sistema de 118 nodos

Caso de Estudio	Costo Total	PLOSS PUs
Generación térmica	256.94	0.3486
Generación térmica y generación eólica en Z1	226.80	0.3220
Generación térmica y generación eólica en Z2	223.73	0.3314
Generación térmica y generación eólica en Z3	233.60	0.3406

De acuerdo a los resultados obtenidos y mostrados en la tabla 5.64, el costo mínimo de generación de energía se tiene en el caso 3, y las pérdidas en los enlaces del sistema representan el 2.25% de la energía total generada.

El costo máximo de generación de energía se presenta cuando se tiene un suministro de energía al 100% con unidades de generación térmicas debido al costo del combustible. Las pérdidas en las líneas de transmisión del sistema de 118 nodos representan el 2.43% de la energía total generada.

En la figura 5.26 se grafican los resultados obtenidos de despacho económico de los cuatro casos de estudio del sistema de 118 nodos.

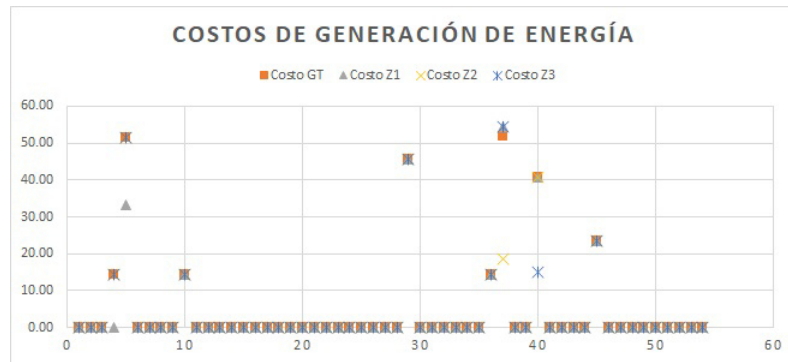


Figura 5.26: Costos del sistema sistema eléctrico de 118 nodos

En la gráfica 5.27 se representan los flujos eléctricos de potencia de los cuatro casos de estudio expresados en p.u., las variaciones de los flujos se pueden apreciar en los nodos de carga del 55 al 118, en todos los casos, los flujos de potencia se encuentran dentro de los límites operativos de seguridad del sistema.

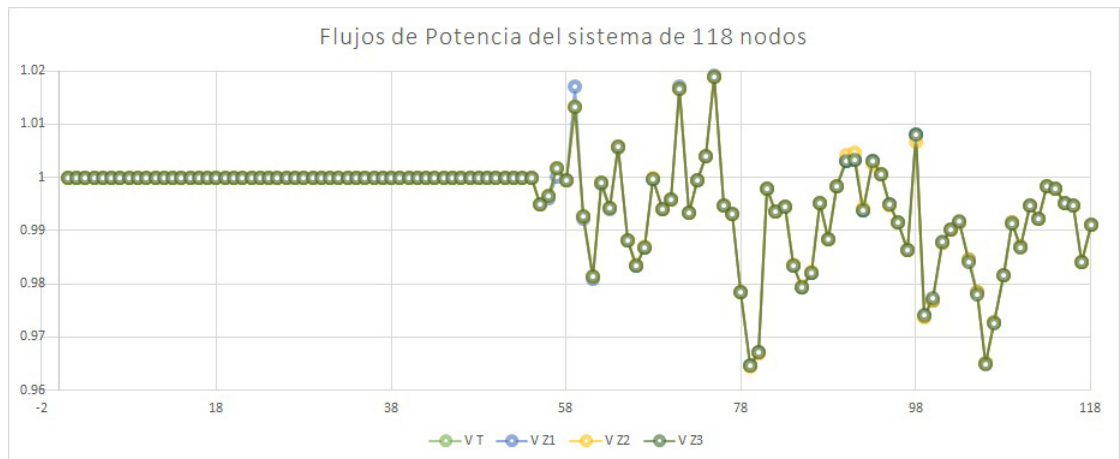


Figura 5.27: Flujos del sistema eléctrico de 118 nodos

En la gráfica 5.28 se aprecian las variaciones de las pérdidas de energía en las líneas de transmisión de los cuatro casos de estudio.

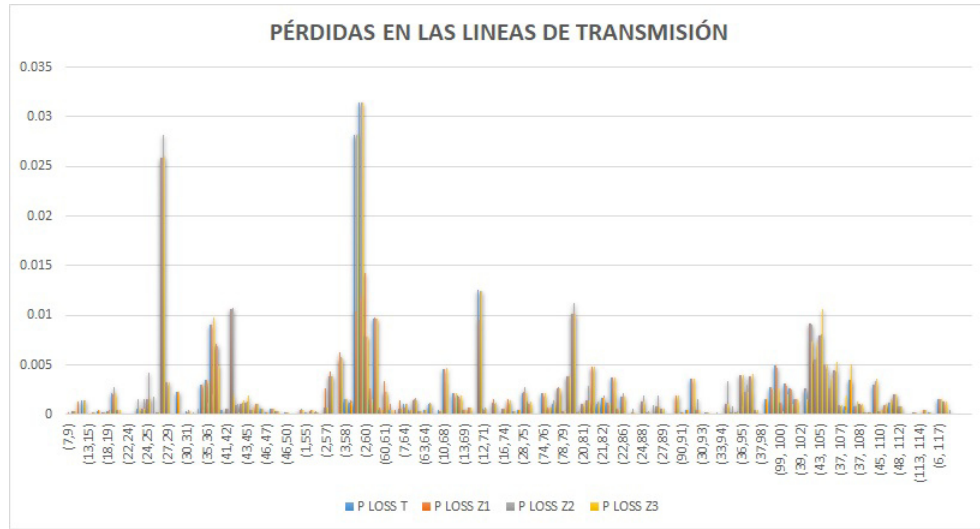


Figura 5.28: Flujos del sistema eléctrico de 118 nodos

Capítulo 6

Conclusiones

6.1. Introducción

En el presente capítulo se describen las conclusiones obtenidas al aplicar los métodos punto interior primal dual, asignación de unidades, despacho económico, flujos de potencia y pérdidas en los enlaces de sistemas eléctricos de potencia poco mallasados y a gran escala, donde el suministro de energía es proporcionado por unidades de generación térmicas y eólicas.

6.2. Conclusiones

La herramienta computacional realizada en Matlab a través del método punto interior primal dual permite conocer las potencias a las que debe generar cada unidad, calcula los flujos y las pérdidas en los enlaces del sistema, la efectividad del método depende de variables heurísticas, se debe encontrar el factor en la ecuación slack primal para obtener resultados satisfactorios, los valores iniciales de las potencias de generación deben ser configuradas a la potencia máxima, minimizar el error representa un reto debido a las condiciones KKT. El método despacho económico se utiliza para asignar la potencia de generación de cada unidad, dando mayor prioridad a las unidades de menor costo para un instante dado. Se aplicó el método despacho económico considerando diferentes escenarios, y se encontró que al asignar la potencia de generación al límite máximo de la unidad térmica para minimizar el costo de generación de energía se presentan mayores variaciones en los flujos del sistema y esto ocasiona un incremento en las pérdidas de los enlaces del sistema, debido a que la carga está distribuida en el sistema. Se recomienda asignar la energía de generación en las unidades que operan en un rango mínimo de costo, para el caso de estudio de 118 nodos se estableció el 70 % del límite máximo a cada unidad de generación, respetando la ecuación de igualdad que establece que la potencia generada es proporcional a la carga instalada más las pérdidas de energía en los enlaces del sistema y se obtuvo una reducción en el costo y en las pérdidas de las líneas de transmisión. El método asignación de unidades contempla las unidades de generación que cuentan con reserva rodante, presentando una planeación de las unidades que pueden actuar

rápidamente ante disturbios en la red eléctrica y variaciones de carga, enumerando las unidades de generación térmicas y eólicas en relación a la función de costos, dando prioridad a las plantas generadoras de menor costo.

Se obtienen mejores resultados al dividir el sistema en n áreas, agrupando unidades generadoras y la carga total para cada área, mientras más pequeñas sean las secciones, más exacta será la distribución de la energía generada en la carga instalada. Realizar un despacho económico para un sistema a gran escala, se verá un incremento en las pérdidas del sistema, no es factible alimentar una carga a través de un generador que se encuentra a una distancia extremadamente larga.

Introducir parques eólicos a la red eléctrica reduce el costo de generación de energía eléctrica, debido a que su materia prima es el viento, pero como es una fuente de energía intermitente, requiere el respaldo de una fuente de energía constante, como un generador termoeléctrico capaz de suministrar energía cuando hay escasez de viento. El costo de generación del parque eólico está en función del costo del generador térmico de respaldo.

La función de densidad probabilística permite conocer los valores de las velocidades de los vientos que se repiten en más ocasiones en un periodo de tiempo, indicando que existe mayor probabilidad de tener esas condiciones de velocidades del viento en determinada región. La función de densidad probabilística adaptada con las ecuaciones de potencia de salida de un aerogenerador es fundamental para determinar la rentabilidad de instalar el parque eólico ya que denota la probabilidad que el parque eólico entregue una potencia de salida a determinado rango de energía. Incorporar parques eólicos a la red eléctrica no afecta los flujos de potencia siempre y cuando el generador térmico asignado de respaldo sea capaz de suministrar la carga ante escasez del viento. El estudio de asignación de unidades que incluye fuentes de generación térmica y eólica permite conocer la unidad que reducirá su potencia de salida en función de los incrementos de energía eólica. Para sistemas a gran escala, los flujos de potencia se mantienen dentro de los límites operativos siempre y cuando se realice un despacho económico por áreas poco malladas y la potencia de generación sea proporcional a la carga para cada sección. Las pérdidas en las líneas de transmisión disminuyen cuando se mantienen las tensiones nodales en sus límites de seguridad. Las pérdidas en los enlaces son nulas cuando los flujos nodales tiene una magnitud igual a la unidad. Al comparar los resultados obtenidos por los métodos Punto interior primal dual y el método Newton, se obtienen mejores resultados al realizar el despacho económico, asignación de unidades y el estudio de flujos de potencia por el método Newton-Raphson cuando se tiene un parque eólico instalado en el nodo 1, los costos se reducen el 47.5 % comparado con los resultados obtenidos del método punto interior, los flujos de potencia y las pérdidas de energía no se ven afectados.

6.3. Trabajo futuro

1. Realizar el estudio de despacho económico y asignación de unidades incluyendo diferentes fuentes de generación dispersa como energía solar, maremotriz y geotérmica.

2. Realizar el estudio de flujos de potencia óptimos implementando diferentes algoritmos en el software Matlab, y comparar los resultados.
3. Aplicar los métodos propuestos en sistemas eléctricos reales y comparar los resultados obtenidos entre ambos métodos.
4. Recopilar datos históricos de las velocidades de los vientos para cada área geográfica del país para localizar las regiones donde es más factible instalar un parque eólico.

Apéndice A

Datos del sistema eléctrico de 9 Nodos

A.1. Datos de los nodos

Tabla A.1: Datos del bus

Bus	Vb(kV)	e0	f0	Type	MVAR	PL	QL	Vmin	Vmax
1	16.5	1	0	3	0	0	0	0.9	1.1
2	18	1	0	2	0	0	0	0.9	1.1
3	13.8	1	0	2	0	0	0	0.9	1.1
4	230	1	0	2	0	0	0	0.9	1.1
5	230	1	0	1	0	1.25	0.5	0.8	1.2
6	230	1	0	1	0	0.9	0.3	0.8	1.2
7	230	1	0	2	0	0	0	0.9	1.1
8	230	1	0	1	0	1	0.35	0.8	1.2
9	230	1	0	2	0	0	0	0.9	1.1
9	230	1	0	2	0	0	0	0.9	1.1

A.2. Datos de líneas de transmisión

A.3. Datos de los generadores Sección 1

Tabla A.2: Datos de las líneas de transmisión(linedata)

FB	TB	R	X	b	Sta	a	Ptmin(pu)	Ptmax(pu)
1	4	0	0.0576	0	1	0	0.01	1
2	7	0	0.0625	0	1	0	0.01	1
3	9	0	0.0586	0	1	0	0.01	1
5	4	0.01	0.085	0.176	1	0	0.01	1
6	4	0.017	0.092	0.158	1	0	0.01	1
7	5	0.032	0.161	0.306	1	0	0.01	1
9	6	0.039	0.17	0.358	1	0	0.01	1
7	8	0.0085	0.072	0.149	1	0	0.01	1
9	8	0.0119	0.1008	0.209	1	0	0.01	1

Tabla A.3: Rango de operación de los generadores (Sg)

Bus	Pg0	Qg0	%a(\$/MW2.hr)	b(\$/MW.hr)	c(\$/hr)	u	V0
1	2.25	0.35	0.01	2.45	105	1	1
2	0.79	0.4	0.01	3.51	44.1	1	1
3	1.2	0.4	0.01	3.89	40.6	1	1

Tabla A.4: Rango de operación de los generadores (Sg)

Bus	Vn	Ang	Pmax	Pmin	Qmax	Qmin	Vmax	Vmin
1	16.5	0	1.8	0.3	0.99	-0.99	1.1	0.9
2	18	0	0.9	0.15	0.99	-0.99	1.1	0.9
3	13.8	0	1.9	0.4	0.99	-0.99	1.1	0.9

Apéndice B

Datos del sistema eléctrico de 118 Nodos

- B.1. Datos de los nodos
- B.2. Datos de líneas de transmisión
- B.3. Datos de los generadores Sección 1
- B.4. Datos de los generadores Sección 1
- B.5. Datos de los generadores Sección 2
- B.6. Datos de los generadores Sección 2

Tabla B.1: Datos del bus

Bus	Vb(kV)	e0	f0	Type	MVAR	PL	QL	Vmin	Vmax
1	138	1	0	3	0	0	0	0.94	1.06
2	138	1	0	2	0	0	0.12	0.94	1.06
3	138	1	0	2	0	0	0.22	0.94	1.06
4	345	1	0	2	0	0	0	0.94	1.06
5	345	1	0	2	0	0	0	0.94	1.06
6	138	1	0	2	0	0	0.1	0.94	1.06
7	138	1	0	2	0	0	0.3	0.94	1.06
8	138	1	0	2	0	0	0.34	0.94	1.06
9	138	1	0	2	0	0	0.25	0.94	1.06
10	138	1	0	2	0	0	0	0.94	1.06
11	138	1	0	2	0	0	0	0.94	1.06
12	345	1	0	2	0	0	0	0.94	1.06
13	138	1	0	2	0	0	0.13	0.94	1.06
14	138	1	0	2	0	0	0.27	0.94	1.06
15	138	1	0	2	0	0	0.23	0.94	1.06
16	138	1	0	2	0	0	0.26	0.94	1.06
17	138	1	0	2	0	0	0.17	0.94	1.06
18	138	1	0	2	0	0	0.23	0.94	1.06
19	138	1	0	2	0	0	0.23	0.94	1.06
20	138	1	0	2	0	0	0.1	0.94	1.06
21	138	1	0	2	0	0	0.3	0.94	1.06
22	138	1	0	2	0	0	0.32	0.94	1.06
23	138	1	0	2	0	0	0.22	0.94	1.06
24	138	1	0	2	0	0	0.18	0.94	1.06
25	138	1	0	2	0	0	1.13	0.94	1.06
26	138	1	0	2	0	0	0	0.94	1.06
27	138	1	0	2	0	0	0.14	0.94	1.06
28	345	1	0	2	0	0	0	0.94	1.06
29	138	1	0	2	0	0	0.18	0.94	1.06
30	138	1	0	2	0	0	0.27	0.94	1.06
31	138	1	0	2	0	0	0.2	0.94	1.06
32	138	1	0	2	0	0	0	0.94	1.06
33	138	1	0	2	0	0	0	0.94	1.06
34	138	1	0	2	0	0	0.27	0.94	1.06
35	138	1	0	2	0	0	0.36	0.94	1.06
36	138	1	0	2	0	0	0.28	0.94	1.06
37	138	1	0	2	0	0	0.26	0.94	1.06
38	138	1	0	2	0	0	0.15	0.94	1.06
39	161	1	0	2	0	0	0	0.94	1.06
40	138	1	0	2	0	0	0	0.94	1.06

Tabla B.2: Datos del bus

Bus	Vb(kV)	e0	f0	Type	MVAR	PL	QL	Vmin	Vmax
41	138	1	0	2	0	0	0.42	0.94	1.06
42	138	1	0	2	0	0	0	0.94	1.06
43	138	1	0	2	0	0	0.1	0.94	1.06
44	138	1	0	2	0	0	0	0.94	1.06
45	138	1	0	2	0	0	0.18	0.94	1.06
46	138	1	0	2	0	0	0.16	0.94	1.06
47	138	1	0	2	0	0	0.25	0.94	1.06
48	138	1	0	2	0	0	0.26	0.94	1.06
49	138	1	0	2	0	0	0.12	0.94	1.06
50	138	1	0	2	0	0	0.3	0.94	1.06
51	138	1	0	2	0	0	0	0.94	1.06
52	138	1	0	2	0	0	0.13	0.94	1.06
53	138	1	0	2	0	0	0	0.94	1.06
54	138	1	0	2	0	0	0	0.94	1.06
55	138	1	0	1	0	0.2	0.09	0.94	1.06
56	138	1	0	1	0	0.39	0.1	0.94	1.06
57	138	1	0	1	0	0	0	0.94	1.06
58	138	1	0	1	0	0.19	0.02	0.94	1.06
59	345	1	0	1	0	0	0	0.94	1.06
60	138	1	0	1	0	0.7	0.23	0.94	1.06
61	138	1	0	1	0	0.34	0.16	0.94	1.06
62	138	1	0	1	0	0.14	0.01	0.94	1.06
63	138	1	0	1	0	0.25	0.1	0.94	1.06
64	138	1	0	1	0	0.11	0.03	0.94	1.06
65	138	1	0	1	0	0.18	0.03	0.94	1.06
66	138	1	0	1	0	0.14	0.08	0.94	1.06
67	138	1	0	1	0	0.1	0.05	0.94	1.06
68	138	1	0	1	0	0.07	0.03	0.94	1.06
69	138	1	0	1	0	0.17	0.07	0.94	1.06
70	138	1	0	1	0	0.24	0.04	0.94	1.06
71	345	1	0	1	0	0	0	0.94	1.06
72	138	1	0	1	0	0.23	0.09	0.94	1.06
73	138	1	0	1	0	0.33	0.09	0.94	1.06
74	138	1	0	1	0	0	0	0.94	1.06
75	345	1	0	1	0	0	0	0.94	1.06
76	138	1	0	1	0	0.27	0.11	0.94	1.06
77	138	1	0	1	0	0.37	0.1	0.94	1.06
78	138	1	0	1	0	0.18	0.07	0.94	1.06
79	138	1	0	1	0	0.16	0.08	0.94	1.06
80	138	1	0	1	0	0.53	0.22	0.94	1.06

Tabla B.3: Datos del bus

Bus	Vb(kV)	e0	f0	Type	MVAR	PL	QL	Vmin	Vmax
81	138	1	0	1	0	0.34	0	0.94	1.06
82	138	1	0	1	0	0.2	0.11	0.94	1.06
83	138	1	0	1	0	0.17	0.04	0.94	1.06
84	138	1	0	1	0	0.17	0.08	0.94	1.06
85	138	1	0	1	0	0.18	0.05	0.94	1.06
86	138	1	0	1	0	0.23	0.11	0.94	1.06
87	138	1	0	1	0	0.12	0.03	0.94	1.06
88	138	1	0	1	0	0.12	0.03	0.94	1.06
89	138	1	0	1	0	0.78	0.03	0.94	1.06
90	345	1	0	1	0	0	0	0.94	1.06
91	345	1	0	1	0	0	0	0.94	1.06
92	138	1	0	1	0	0.28	0.07	0.94	1.06
93	345	1	0	1	0	0	0	0.94	1.06
94	138	1	0	1	0	0	0	0.94	1.06
95	138	1	0	1	0	0.47	0.11	0.94	1.06
96	138	1	0	1	0	0.71	0.26	0.94	1.06
97	138	1	0	1	0	0.39	0.32	0.94	1.06
98	345	1	0	1	0	0	0	0.94	1.06
99	138	1	0	1	0	0.54	0.27	0.94	1.06
100	138	1	0	1	0	0.2	0.1	0.94	1.06
101	138	1	0	1	0	0.11	0.07	0.94	1.06
102	138	1	0	1	0	0.21	0.1	0.94	1.06
103	138	1	0	1	0	0.48	0.1	0.94	1.06
104	138	1	0	1	0	0.12	0.07	0.94	1.06
105	138	1	0	1	0	0.3	0.16	0.94	1.06
106	138	1	0	1	0	0.42	0.31	0.94	1.06
107	138	1	0	1	0	0.38	0.15	0.94	1.06
108	138	1	0	1	0	0.15	0.09	0.94	1.06
109	138	1	0	1	0	0.34	0.08	0.94	1.06
110	138	1	0	1	0	0.22	0.15	0.94	1.06
111	138	1	0	1	0	0.05	0.03	0.94	1.06
112	138	1	0	1	0	0.43	0.16	0.94	1.06
113	138	1	0	1	0	0.02	0.01	0.94	1.06
114	138	1	0	1	0	0.08	0.03	0.94	1.06
115	138	1	0	1	0	0.08	0.03	0.94	1.06
116	138	1	0	1	0	0.22	0.07	0.94	1.06
117	138	1	0	1	0	0.2	0.08	0.94	1.06
118	138	1	0	1	0	0.33	0.15	0.94	1.06

Tabla B.4: Datos de las líneas de transmisión(linedata)

FB	TB	R	X	b	Sta	a	Ptmin(pu)	Ptmax(pu)
1	55	0.0303	0.0999	0.0254	1	0	0.01	1
1	56	0.0129	0.0424	0.01082	1	0	0.01	1
56	57	0.0241	0.108	0.0284	1	0	0.01	1
2	57	0.00176	0.00798	0.0021	1	0	0.01	1
4	57	0	0.0267	0	1	0	0.01	1
57	3	0.0119	0.054	0.01426	1	0	0.01	1
3	58	0.00459	0.0208	0.0055	1	0	0.01	1
4	59	0.00244	0.0305	1.162	1	0	0.01	1
59	5	0.00258	0.0322	1.23	1	0	0.01	1
2	60	0.0209	0.0688	0.01748	1	0	0.01	1
57	60	0.0203	0.0682	0.01738	1	0	0.01	1
55	6	0.0187	0.0616	0.01572	1	0	0.01	1
56	6	0.0484	0.16	0.0406	1	0	0.01	1
58	6	0.00862	0.034	0.00874	1	0	0.01	1
60	6	0.00595	0.0196	0.00502	1	0	0.01	1
60	61	0.02225	0.0731	0.01876	1	0	0.01	1
6	62	0.0215	0.0707	0.01816	1	0	0.01	1
61	7	0.0744	0.2444	0.06268	1	0	0.01	1
62	7	0.0595	0.195	0.0502	1	0	0.01	1
6	63	0.0212	0.0834	0.0214	1	0	0.01	1
7	64	0.0132	0.0437	0.0444	1	0	0.01	1
63	64	0.0454	0.1801	0.0466	1	0	0.01	1
71	64	0	0.0388	0	1	0	0.01	1
64	8	0.0123	0.0505	0.01298	1	0	0.01	1
7	9	0.012	0.0394	0.0101	1	0	0.01	1
8	9	0.01119	0.0493	0.01142	1	0	0.01	1
9	65	0.0252	0.117	0.0298	1	0	0.01	1
65	66	0.0183	0.0849	0.0216	1	0	0.01	1
66	67	0.0209	0.097	0.0246	1	0	0.01	1
67	68	0.0342	0.159	0.0404	1	0	0.01	1
68	10	0.0135	0.0492	0.0498	1	0	0.01	1
68	11	0.0156	0.08	0.0864	1	0	0.01	1
12	11	0	0.0382	0	1	0	0.01	1
11	13	0.0318	0.163	0.1764	1	0	0.01	1
13	69	0.01913	0.0855	0.0216	1	0	0.01	1
69	70	0.0237	0.0943	0.0238	1	0	0.01	1
4	71	0.00431	0.0504	0.514	1	0	0.01	1
12	71	0.00799	0.086	0.908	1	0	0.01	1
64	14	0.0474	0.1563	0.0399	1	0	0.01	1
70	14	0.0108	0.0331	0.0083	1	0	0.01	1

Tabla B.5: Datos de las líneas de transmisión(linedata)

FB	TB	R	X	b	Sta	a	Ptmin(pu)	Ptmax(pu)
68	15	0.0317	0.1153	0.1173	1	0	0.01	1
13	15	0.0229	0.0755	0.01926	1	0	0.01	1
14	15	0.0298	0.0985	0.0251	1	0	0.01	1
7	72	0.038	0.1244	0.03194	1	0	0.01	1
9	16	0.0752	0.247	0.0632	1	0	0.01	1
16	17	0.00871	0.0268	0.00568	1	0	0.01	1
73	17	0.00224	0.0102	0.00268	1	0	0.01	1
72	74	0.0415	0.142	0.0366	1	0	0.01	1
16	74	0.00256	0.0094	0.00984	1	0	0.01	1
73	74	0.011	0.0497	0.01318	1	0	0.01	1
75	74	0	0.0375	0	1	0	0.01	1
71	75	0.00464	0.054	0.422	1	0	0.01	1
74	76	0.0321	0.106	0.027	1	0	0.01	1
74	18	0.0593	0.168	0.042	1	0	0.01	1
76	18	0.0184	0.0605	0.01552	1	0	0.01	1
18	77	0.0145	0.0487	0.01222	1	0	0.01	1
18	19	0.0555	0.183	0.0466	1	0	0.01	1
77	19	0.041	0.135	0.0344	1	0	0.01	1
16	78	0.0413	0.1681	0.04226	1	0	0.01	1
78	79	0.0608	0.2454	0.06068	1	0	0.01	1
79	80	0.0224	0.0901	0.0224	1	0	0.01	1
80	20	0.04	0.1356	0.0332	1	0	0.01	1
20	81	0.038	0.127	0.0316	1	0	0.01	1
20	82	0.0601	0.189	0.0472	1	0	0.01	1
19	21	0.0715	0.323	0.086	1	0	0.01	1
19	21	0.0715	0.323	0.086	1	0	0.01	1
80	21	0.0684	0.186	0.0444	1	0	0.01	1
81	21	0.0191	0.0625	0.01604	1	0	0.01	1
82	21	0.0179	0.0505	0.01258	1	0	0.01	1
21	83	0.0267	0.0752	0.01874	1	0	0.01	1
21	84	0.0486	0.137	0.0342	1	0	0.01	1
84	85	0.0203	0.0588	0.01396	1	0	0.01	1
85	86	0.0405	0.1635	0.04058	1	0	0.01	1
21	22	0.073	0.289	0.0738	1	0	0.01	1
21	22	0.0869	0.291	0.073	1	0	0.01	1
86	22	0.0263	0.122	0.031	1	0	0.01	1
22	23	0.0169	0.0707	0.0202	1	0	0.01	1
22	24	0.00275	0.00955	0.00732	1	0	0.01	1
23	24	0.00488	0.0151	0.00374	1	0	0.01	1
83	87	0.0474	0.134	0.0332	1	0	0.01	1

Tabla B.6: Datos de las líneas de transmisión(linedata)

FB	TB	R	X	b	Sta	a	Ptmin(pu)	Ptmax(pu)
24	87	0.0343	0.0966	0.0242	1	0	0.01	1
84	88	0.0255	0.0719	0.01788	1	0	0.01	1
24	88	0.0343	0.0966	0.0242	1	0	0.01	1
22	25	0.0503	0.2293	0.0598	1	0	0.01	1
23	25	0.04739	0.2158	0.05646	1	0	0.01	1
24	25	0.0825	0.251	0.0569	1	0	0.01	1
24	25	0.0803	0.239	0.0536	1	0	0.01	1
90	25	0	0.0386	0	1	0	0.01	1
25	89	0.0317	0.145	0.0376	1	0	0.01	1
25	26	0.0328	0.15	0.0388	1	0	0.01	1
89	26	0.00264	0.0135	0.01456	1	0	0.01	1
91	26	0	0.0268	0	1	0	0.01	1
89	27	0.0123	0.0561	0.01468	1	0	0.01	1
26	27	0.00824	0.0376	0.0098	1	0	0.01	1
90	91	0.00172	0.02	0.216	1	0	0.01	1
75	28	0.00901	0.0986	1.046	1	0	0.01	1
91	28	0.00269	0.0302	0.38	1	0	0.01	1
21	29	0.018	0.0919	0.0248	1	0	0.01	1
21	29	0.018	0.0919	0.0248	1	0	0.01	1
27	29	0.0482	0.218	0.0578	1	0	0.01	1
28	29	0	0.037	0	1	0	0.01	1
27	92	0.0258	0.117	0.031	1	0	0.01	1
29	92	0.0224	0.1015	0.02682	1	0	0.01	1
28	93	0.00138	0.016	0.638	1	0	0.01	1
81	30	0.0844	0.2778	0.07092	1	0	0.01	1
21	30	0.0985	0.324	0.0828	1	0	0.01	1
93	30	0	0.037	0	1	0	0.01	1
10	31	0.00221	0.4115	0.10198	1	0	0.01	1
30	31	0.03	0.127	0.122	1	0	0.01	1
31	94	0.00882	0.0355	0.00878	1	0	0.01	1
10	32	0.0488	0.196	0.0488	1	0	0.01	1
94	32	0.0446	0.18	0.04444	1	0	0.01	1
94	33	0.00866	0.0454	0.01178	1	0	0.01	1
31	34	0.0401	0.1323	0.03368	1	0	0.01	1
30	95	0.0405	0.122	0.124	1	0	0.01	1
31	95	0.0428	0.141	0.036	1	0	0.01	1
34	95	0.0123	0.0406	0.01034	1	0	0.01	1
30	36	0.0309	0.101	0.1038	1	0	0.01	1
95	36	0.0601	0.1999	0.04978	1	0	0.01	1
35	36	0.0444	0.148	0.0368	1	0	0.01	1

Tabla B.7: Datos de las líneas de transmisión(linedata)

FB	TB	R	X	b	Sta	a	Ptmin(pu)	Ptmax(pu)
36	96	0.00376	0.0124	0.01264	1	0	0.01	1
96	97	0.00546	0.0244	0.00648	1	0	0.01	1
36	37	0.017	0.0485	0.0472	1	0	0.01	1
36	37	0.0294	0.105	0.0228	1	0	0.01	1
97	37	0.0156	0.0704	0.0187	1	0	0.01	1
98	37	0	0.037	0	1	0	0.01	1
93	98	0.00175	0.0202	0.808	1	0	0.01	1
36	99	0.0298	0.0853	0.08174	1	0	0.01	1
99	100	0.0112	0.03665	0.03796	1	0	0.01	1
100	101	0.0625	0.132	0.0258	1	0	0.01	1
100	38	0.043	0.148	0.0348	1	0	0.01	1
101	38	0.0302	0.0641	0.01234	1	0	0.01	1
38	102	0.035	0.123	0.0276	1	0	0.01	1
102	39	0.02828	0.2074	0.0445	1	0	0.01	1
38	103	0.02	0.102	0.0276	1	0	0.01	1
38	40	0.0239	0.173	0.047	1	0	0.01	1
103	40	0.0139	0.0712	0.01934	1	0	0.01	1
40	41	0.0518	0.188	0.0528	1	0	0.01	1
40	41	0.0238	0.0997	0.106	1	0	0.01	1
41	42	0.0254	0.0836	0.0214	1	0	0.01	1
40	43	0.0099	0.0505	0.0548	1	0	0.01	1
40	43	0.0393	0.1581	0.0414	1	0	0.01	1
42	43	0.0387	0.1272	0.03268	1	0	0.01	1
43	104	0.0258	0.0848	0.0218	1	0	0.01	1
43	105	0.0481	0.158	0.0406	1	0	0.01	1
104	105	0.0223	0.0732	0.01876	1	0	0.01	1
105	106	0.0132	0.0434	0.0111	1	0	0.01	1
37	107	0.0356	0.182	0.0494	1	0	0.01	1
99	107	0.0162	0.053	0.0544	1	0	0.01	1
105	107	0.0269	0.0869	0.023	1	0	0.01	1
106	107	0.0171	0.0547	0.01474	1	0	0.01	1
37	108	0.0183	0.0934	0.0254	1	0	0.01	1
107	108	0.0173	0.0885	0.024	1	0	0.01	1
37	109	0.0238	0.108	0.0286	1	0	0.01	1
37	44	0.0454	0.206	0.0546	1	0	0.01	1
43	45	0.0648	0.295	0.0472	1	0	0.01	1
105	45	0.0178	0.058	0.0604	1	0	0.01	1
109	45	0.0397	0.179	0.0476	1	0	0.01	1
44	45	0.018	0.0813	0.0216	1	0	0.01	1
45	110	0.0277	0.1262	0.0328	1	0	0.01	1

Tabla B.8: Datos de las líneas de transmisión(linedata)

FB	TB	R	X	b	Sta	a	Ptmin(pu)	Ptmax(pu)
43	111	0.0123	0.0559	0.01464	1	0	0.01	1
110	111	0.0246	0.112	0.0294	1	0	0.01	1
45	46	0.016	0.0525	0.0536	1	0	0.01	1
45	47	0.0451	0.204	0.0541	1	0	0.01	1
46	47	0.0466	0.1584	0.0407	1	0	0.01	1
46	48	0.0535	0.1625	0.0408	1	0	0.01	1
47	48	0.00994	0.0378	0.00986	1	0	0.01	1
45	112	0.0605	0.229	0.062	1	0	0.01	1
48	112	0.014	0.0547	0.01434	1	0	0.01	1
48	49	0.053	0.183	0.0472	1	0	0.01	1
112	49	0.053	0.183	0.0472	1	0	0.01	1
48	113	0.0261	0.0703	0.01844	1	0	0.01	1
113	114	0.0105	0.0288	0.0076	1	0	0.01	1
46	50	0.03906	0.1813	0.0461	1	0	0.01	1
114	50	0.0278	0.0762	0.0202	1	0	0.01	1
50	51	0.022	0.0755	0.02	1	0	0.01	1
50	52	0.0247	0.064	0.062	1	0	0.01	1
64	53	0.00913	0.0301	0.00768	1	0	0.01	1
15	53	0.0615	0.203	0.0518	1	0	0.01	1
15	115	0.0135	0.0612	0.01628	1	0	0.01	1
13	116	0.0164	0.0741	0.01972	1	0	0.01	1
115	116	0.0023	0.0104	0.00276	1	0	0.01	1
93	54	0.00034	0.00405	0.164	1	0	0.01	1
6	117	0.0329	0.14	0.0358	1	0	0.01	1
95	118	0.0145	0.0481	0.01198	1	0	0.01	1
35	118	0.0164	0.0544	0.01356	1	0	0.01	1

Tabla B.9: Rango de operación de los generadores (Sg)

Bus	Pg0	Qg0	%a(\$/MW ² .hr)	b(\$/MW.hr)	c(\$/hr)	u	V0
1	0	0	0.069663	26.2438	31.67	1	1
2	0	0	0.069663	26.2438	31.67	1	1
3	0	0	0.069663	26.2438	31.67	1	1
4	0.6	0	0.010875	12.8875	6.78	1	1
5	3.1	0	0.010875	12.8875	6.78	1	1
6	0	0	0.069663	26.2438	31.67	1	1
7	0	0	0.0128	17.82	10.15	1	1
8	0	0	0.069663	26.2438	31.67	1	1
9	0	0	0.069663	26.2438	31.67	1	1
10	0.6	0	0.010875	12.8875	6.78	1	1
11	0	0	0.003	10.76	32.96	1	1
12	0	0	0.069663	26.2438	31.67	1	1
13	0	0	0.069663	26.2438	31.67	1	1
14	0.3	0	0.0128	17.82	10.15	1	1
15	0	0	0.069663	26.2438	31.67	1	1
16	0	0	0.0128	17.82	10.15	1	1
17	0	0	0.069663	26.2438	31.67	1	1
18	0	0	0.069663	26.2438	31.67	1	1
19	0.3	0	0.0128	17.82	10.15	1	1
20	0	0	0.002401	12.3299	28	1	1
21	0	0	0.002401	12.3299	28	1	1
22	0.3	0	0.0128	17.82	10.15	1	1
23	0.3	0	0.0128	17.82	10.15	1	1
24	0	0	0.0044	13.29	39	1	1
25	0	0	0.0044	13.29	39	1	1
26	0.3	0	0.0128	17.82	10.15	1	1
27	0	0	0.01059	8.3391	64.16	1	1
28	0	0	0.01059	8.3391	64.16	1	1

Tabla B.10: Rango de operación de los generadores (Sg)

Bus	Pg0	Qg0	%a(\$/MW ² .hr)	b(\$/MW.hr)	c(\$/hr)	u	V0
29	3.6	0	0.010875	12.8875	6.78	1	1
30	0	0	0.045923	15.4708	74.33	1	1
31	0	0	0.069663	26.2438	31.67	1	1
32	0	0	0.069663	26.2438	31.67	1	1
33	0	0	0.028302	37.6968	17.95	1	1
34	0	0	0.0128	17.82	10.15	1	1
35	0.3	0	0.0128	17.82	10.15	1	1
36	0.6	0	0.010875	12.8875	6.78	1	1
37	0.3	0	0.0128	17.82	10.15	1	1
38	0	0	0.069663	26.2438	31.67	1	1
39	0	0	0.003	10.76	32.96	1	1
40	2	0	0.010875	12.8875	6.78	1	1
41	0	0	0.028302	37.6968	17.95	1	1
42	0	0	0.009774	22.9423	58.81	1	1
43	0.6	0	0.010875	12.8875	6.78	1	1
44	0.6	0	0.010875	12.8875	6.78	1	1
45	0	0	0.010875	12.8875	6.78	1	1
46	0	0	0.028302	37.6968	17.95	1	1
47	0.2	0	0.0128	17.82	10.15	1	1
48	0.2	0	0.0128	17.82	10.15	1	1
49	0	0	0.028302	37.6968	17.95	1	1
50	0	0	0.009774	22.9423	58.81	1	1
51	0.2	0	0.0128	17.82	10.15	1	1
52	0	0	0.0128	17.82	10.15	1	1
53	0	0	0.0128	17.82	10.15	1	1
54	0	0	0.009774	22.9423	58.81	1	1

Tabla B.11: Rango de operación de los generadores (Sg)

bus	Vg	mBase	Pmax	Pmin	Qmax	Qmin	Vmax	Vmin
1	0.955	100	100	0	15	-5	1.1	0.9
2	0.998	100	100	0	300	-300	1.1	0.9
3	0.99	100	100	0	50	-13	1.1	0.9
4	1.015	100	100	0	300	-300	1.1	0.9
5	1.05	100	550	0	200	-147	1.1	0.9
6	0.99	100	185	0	120	-35	1.1	0.9
7	0.97	100	100	0	30	-10	1.1	0.9
8	0.973	100	100	0	50	-16	1.1	0.9
9	0.962	100	100	0	24	-8	1.1	0.9
10	0.992	100	100	0	300	-300	1.1	0.9
11	1.05	100	320	0	140	-47	1.1	0.9
12	1.015	100	414	0	1000	-1000	1.1	0.9
13	0.968	100	100	0	300	-300	1.1	0.9
14	0.967	100	107	0	300	-300	1.1	0.9
15	0.963	100	100	0	42	-14	1.1	0.9
16	0.984	100	100	0	24	-8	1.1	0.9
17	0.98	100	100	0	24	-8	1.1	0.9
18	0.97	100	100	0	300	-300	1.1	0.9
19	0.985	100	100	0	300	-300	1.1	0.9
20	1.005	100	119	0	100	-100	1.1	0.9
21	1.025	100	304	0	210	-85	1.1	0.9
22	0.955	100	148	0	300	-300	1.1	0.9
23	0.952	100	100	0	23	-8	1.1	0.9
24	0.954	100	100	0	15	-8	1.1	0.9
25	0.985	100	255	0	180	-60	1.1	0.9
26	0.995	100	260	0	300	-100	1.1	0.9
27	0.998	100	100	0	20	-20	1.1	0.9
28	1.005	100	491	0	200	-67	1.1	0.9

Tabla B.12: Rango de operación de los generadores (Sg)

bus	Vg	mBase	Pmax	Pmin	Qmax	Qmin	Vmax	Vmin
29	1.05	100	492	0	200	-67	1.1	0.9
30	1.035	100	805.2	0	300	-300	1.1	0.9
31	0.984	100	100	0	32	-10	1.1	0.9
32	0.98	100	100	0	100	-100	1.1	0.9
33	0.991	100	100	0	100	-100	1.1	0.9
34	0.958	100	100	0	9	-6	1.1	0.9
35	0.943	100	100	0	23	-8	1.1	0.9
36	1.006	100	100	0	70	-20	1.1	0.9
37	1.04	100	577	0	280	-165	1.1	0.9
38	0.985	100	100	0	23	-8	1.1	0.9
39	1.015	100	104	0	1000	-100	1.1	0.9
40	1.005	100	707	0	300	-210	1.1	0.9
41	0.985	100	100	0	300	-300	1.1	0.9
42	0.98	100	100	0	100	-100	1.1	0.9
43	0.99	100	100	0	9	-3	1.1	0.9
44	1.01	100	100	0	100	-100	1.1	0.9
45	1.017	100	352	0	155	-50	1.1	0.9
46	1.01	100	140	0	40	-15	1.1	0.9
47	0.971	100	100	0	23	-8	1.1	0.9
48	0.965	100	100	0	23	-8	1.1	0.9
49	0.952	100	100	0	200	-200	1.1	0.9
50	0.973	100	100	0	23	-8	1.1	0.9
51	0.98	100	136	0	1000	-100	1.1	0.9
52	0.975	100	100	0	1000	-100	1.1	0.9
53	0.993	100	100	0	200	-100	1.1	0.9
54	1.005	100	100	0	1000	-1000	1.1	0.9

Bibliografía

- [1] A. Mahari and K. Zare, “A solution to the generation scheduling problem in power systems with large-scale wind farms using MICA,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 54, pp. 1–9, 2014.
- [2] L. Shi, C. Wang, L. Yao, Y. Ni, and M. Bazargan, “Optimal power flow solution incorporating wind power,” *IEEE Syst. J.*, vol. 6, no. 2, pp. 233–241, 2012.
- [3] Nguyen and Trong, “A Probabilistic Operation Method of Power Systems with WFs considering Voltage and Power Flow Constraints,” pp. 595–600, 2012.
- [4] C. L. Chen, Z. Y. Chen, and T. Y. Lee, “Multi-area economic generation and reserve dispatch considering large-scale integration of wind power,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 55, pp. 171–178, 2014.
- [5] A. Botterud, Z. Zhou, J. Wang, J. Sumaili, H. Keko, J. Mendes, R. J. Bessa, and V. Miranda, “Demand dispatch and probabilistic wind power forecasting in unit commitment and economic dispatch: A case study of Illinois,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 1, pp. 250–261, 2013.
- [6] H. J. Sun, “Studies on Economic / Environmental Dispatch for Power System Integrated with Wind Farms,” pp. 1008–1012, 2013.
- [7] J. Ansari, S. Bandari, M. G. Dozein, and M. Kalantar, “The Effect of Wind Power Plants on the Total Cost of Production in Economic Dispatch Problems,” vol. 6, no. 8, pp. 1335–1340, 2013.
- [8] A. Arabali, M. Ghofrani, and M. Etezadi-Amoli, “Cost analysis of a power system using probabilistic optimal power flow with energy storage integration and wind generation,” *Int. J. Electr. Power {ℓ} Energy Syst.*, vol. 53, pp. 832–841, 2013.
- [9] H. T. Jadhav, U. Sharma, J. Patel, and R. Roy, “Brain storm optimization algorithm based economic dispatch considering wind power,” *PECon 2012 - 2012 IEEE Int. Conf. Power Energy*, no. December, pp. 588–593, 2012.
- [10] T. Joseph and S. Sreedharan, “Optimal Power Flow Analysis of Kerala Grid System,” pp. 6–9, 2012.

-
- [11] L. Xie, H. D. Chiang, and S. H. Li, “Optimal power flow calculation of power system with wind farms,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–6, 2011.
- [12] H. Saadat, *Power System Analysis*. 1999.
- [13] J. Zhu and J. a. Momoh, “Multi-area power systems economic dispatch using nonlinear convex network flow programming,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 59, pp. 13–20, aug 2001.
- [14] A. J. Wood and F. Bruce, *Power generation, operation and control*.
- [15] O. G. Solís, *Energía Eólica para Generación Eléctrica*. 2015.
- [16] F. C. Odo, S. U. Offiah, and P. E. Ugwuoke, “Weibull distribution-based model for prediction of wind potential in Enugu , Nigeria,” *Adv. Appl. Sci. Res.*, vol. 3, no. 2, pp. 1202–1208, 2012.
- [17] A. A. Sousa, G. L. Torres, and C. A. Cañizares, “Robust Optimal Power Flow Solution Using Trust Region and Interior-Point Methods,” vol. 26, no. 2, pp. 487–499, 2011.
- [18] G. L. Torres, V. H. Quintana, and S. Member, “On a Nonlinear Multiple-Centrality-Corrections Interior-Point Method for Optimal Power Flow,” vol. 16, no. 2, pp. 222–228, 2001.
- [19] G. L. Torres and V. H. Quintana, “Optimal Power Flow by a Nonlinear Complementarity Method,” vol. 15, no. 3, pp. 1028–1033, 2000.
- [20] V. H. Quintana, S. M. Ieee, G. L. Torres, S. Member, J. Medina-palomo, and M. Ieee, “Interior-Point Methods and Their Applications to Power Systems : A Classification of Publications and Software Codes,” vol. 8950, no. I, pp. 170–176, 2000.
- [21] P. Methods, “Nonlinear optimal power flow by interior and non-interior point methods,” 1998.
- [22] W. D. Rosehart, C. A. Cañizares, S. Member, and V. H. Quintana, “Multi-objective Optimal Power Flows to Evaluate Voltage Security Costs in Power Networks,” vol. 18, no. 2, pp. 578–587, 2003.
- [23] L. Sundaresh and P. S. Nagendra Rao, “A modified Newton-Raphson load flow scheme for directly including generator reactive power limits using complementarity framework,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 109, pp. 45–53, 2014.