

# UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Profesor Patrocinante:

**Dr. Enrique López Parra**

Informe de Memoria de Título  
para optar al título de:

**Ingeniero Civil Eléctrico**

## **FLUJO DE POTENCIA AC ÓPTIMO PROBABILÍSTICO CON PRESENCIA DE ERNC**

Concepción, Julio de 2022

Jonathan Andrés Sepúlveda Barría

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN  
Facultad de Ingeniería  
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante:  
Dr. Enrique López Parra

# **FLUJO DE POTENCIA AC ÓPTIMO PROBABILÍSTICO CON PRESENCIA DE ERNC**



Jonathan Andrés Sepúlveda Barría

Informe de Memoria de Título  
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Julio 2022

## Resumen

En el presente trabajo se propone un modelo de flujos de potencia y en particular flujo de potencia óptimo, considerando la indisponibilidad de equipos, la aleatoriedad de la demanda y la variabilidad de centrales ERNC i.e. fotovoltaicas y eólicas, las que en conjunto forman una semilla de Montecarlo. Además, esto se ha aplicado considerando como función objetivo a minimizar, los costos totales de generación, para lo cual se ha utilizado el método del gradiente para encontrar el óptimo de las variables de control en el flujo de potencia. Se aplican restricciones de desigualdad en voltajes y potencia despachada en las barras PV.

Lo anterior se justifica en atención a la penetración de energía renovables, el impacto de estas en la red, y la naturaleza aleatoria de las mismas.

Para el flujo de potencia se aplica el método de Newton desacoplado rápido, ya que es de las técnicas más utilizadas, debido a su rápida convergencia y facilidad de cálculo, lo que la hace eficiente para poder estudiar los diferentes comportamientos estocásticos de la red.

Se recopilan datos del explorador eólico y solar con el fin de modelar el recurso de centrales ERNC. Del estudio de los controles se observa que las barras donde se conectan este tipo de centrales se pueden modelar como PQ, ya que en ellas no hay control de tensión.

El modelo propuesto de optimización matemática del gradiente descendiente resuelve la minimización de los costos totales de producción, la velocidad de convergencia depende principalmente del tamaño de paso que se escoge para los incrementos de las variables de control. Tamaños grandes convergen en menos tiempo, pero aumenta la posibilidad de oscilación alrededor del punto mínimo, tamaños pequeños aseguran la convergencia en mayor cantidad de iteraciones. En la mayoría de los escenarios la potencia de las barras PV tiende a acercarse a su límite máximo, dejando a la barra Slack satisfaciendo la menor cuota de demanda.



*A mis padres, Ana Barría Mansilla y Luis Sepúlveda Luengo  
A mis abuelos Hilda Mansilla Mansilla, Antonio Barría Gallardo, Miasis Luengo de  
la Ó y en especial a mi difunto abuelo José Sepúlveda Henríquez*

## Agradecimientos

A mi profesor guía Enrique López Parra, académico del departamento de ingeniería eléctrica de la Universidad de Concepción, quien fue el que propuso el tema de este trabajo. Ha sido un muy buen docente durante los años de carrera y un gran pilar a lo largo del desarrollo de la presente memoria. Sus conocimientos entregados tanto en cátedra como en las reuniones que se llevaron a cabo han sido fundamentales para el desarrollo de este documento, además, su alegría y consejos fraternales han hecho de este un trabajo ameno y gratificante. Muchas gracias, profesor, por sus altos valores humanos, buena disposición y buen trato.

Al profesor Juan Tapia Ladino, académico del departamento de ingeniería eléctrica de la Universidad de Concepción. Muchas gracias por sus conocimientos y buenos consejos entregados a lo largo de los años y, además, por haber aceptado ser parte de la comisión de la presente memoria de título.



Al profesor Luis García Santander, académico del departamento de ingeniería eléctrica de la Universidad de Concepción. Muchas gracias por su disposición, consejos y conocimientos aportados y, además, por haber aceptado ser parte de la comisión de la presente memoria de título.

Al profesor Leonardo Palma Fanjul, académico del departamento de ingeniería eléctrica y jefe de la Carrera de ingeniería eléctrica de la Universidad de Concepción. Muchas gracias por su disposición a escuchar los problemas que en algún momento me pudieran aquejar, gracias por su buen trato y por todas las enseñanzas entregadas.

A mis amigos de infancia y también a todas las magníficas personas que conocí durante mis años en la universidad, gracias por su amistad incondicional, buenos consejos y momentos felices de distensión que vivimos juntos.

# Tabla de Contenidos

|   |             |
|---|-------------|
| <b>RESUMEN</b> .....  | <b>III</b>  |
| <b>AGRADECIMIENTOS</b> .....                                      | <b>V</b>    |
| <b>LISTA DE TABLAS</b> .....                                      | <b>VIII</b> |
| <b>NOMENCLATURA</b> .....   | <b>XII</b>  |
| <b>ABREVIACIONES</b> .....  | <b>XIV</b>  |
| <b>CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN</b> .....                             | <b>1</b>    |
| 1.1. INTRODUCCIÓN GENERAL .....                                   | 1           |
| 1.2. HIPÓTESIS DE TRABAJO .....                                   | 1           |
| 1.3. OBJETIVOS .....  | 1           |
| 1.3.1 <i>Objetivo General</i> .....                               | 1           |
| 1.3.2 <i>Objetivos Específicos</i> .....                          | 1           |
| 1.4. ALCANCES Y LIMITACIONES .....                                | 2           |
| 1.5. TEMARIO Y METODOLOGÍA .....                                  | 2           |
| <b>CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE</b> .....                          | <b>3</b>    |
| 2.1. INTRODUCCIÓN .....   | 3           |
| 2.2. FLUJO DE POTENCIA .....                                      | 3           |
| 2.2.1 <i>Consideraciones de red</i> .....                         | 3           |
| 2.2.2 <i>Método de Gauss – Seidel</i> .....                       | 5           |
| 2.2.3 <i>Método de Newton – Raphson</i> .....                     | 6           |
| 2.2.4 <i>Método de Newton desacoplado rápido</i> .....            | 6           |
| 2.3. FLUJO DE POTENCIA ÓPTIMO .....                               | 7           |
| 2.3.1 <i>Despacho económico de carga</i> .....                    | 10          |
| 2.3.2 <i>Despacho de carga con minimización de pérdidas</i> ..... | 16          |
| 2.4. FLUJO DE POTENCIA ÓPTIMO PROBABILÍSTICO .....                | 17          |
| 2.5. DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES .....                               | 18          |
| <b>CAPÍTULO 3. MODELO DE COMPONENTES</b> .....                    | <b>20</b>   |
| 3.1. INTRODUCCIÓN .....   | 20          |
| 3.2. MODELOS .....  | 20          |
| 3.2.1 <i>Demanda</i> .....  | 20          |
| 3.2.2 <i>Centrales Eólicas</i> .....                              | 22          |
| 3.2.3 <i>Centrales Fotovoltaicas</i> .....                        | 30          |
| 3.2.4 <i>Disponibilidad</i> .....                                 | 34          |
| 3.2.5 <i>Centrales clásicas</i> .....                             | 35          |
| 3.2.6 <i>Líneas</i> .....   | 41          |
| 3.2.7 <i>Transformadores</i> .....                                | 42          |
| 3.2.8 <i>Costos de operación</i> .....                            | 42          |
| 3.2.9 <i>Costos de racionamiento</i> .....                        | 44          |
| 3.3. DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES .....                               | 45          |
| <b>CAPÍTULO 4. MODELO PROPUESTO</b> .....                         | <b>47</b>   |
| 4.1. INTRODUCCIÓN .....   | 47          |
| 4.2. MODELO PROPUESTO .....                                       | 47          |
| 4.3. DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES .....                               | 51          |
| <b>CAPÍTULO 5. APLICACIONES Y ANÁLISIS DE RESULTADOS</b> .....    | <b>53</b>   |
| 5.1. INTRODUCCIÓN .....   | 53          |
| 5.2. DATOS RED 1 .....  | 53          |
| 5.3. DATOS RED 2 .....  | 55          |
| 5.4. DATOS ECONÓMICOS .....                                       | 57          |

|   |   |           |
|---|---|-----------|
| 5.5.  | DATOS PROBABILÍSTICOS .....                                 | 58        |
| 5.6.  | APLICACIONES .....  | 62        |
| 5.6.1   | <i>Sistema 1. Simulación y análisis de resultados</i> ..... | 62        |
| 5.6.2   | <i>Sistema 2. Simulación y análisis de resultados</i> ..... | 68        |
| 5.7.  | DE LAS TRANSFERENCIAS DE POTENCIA .....                     | 75        |
| 5.8.  | DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES .....                              | 76        |
| <b>CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.....</b> |   | <b>77</b> |
| 6.1.  | CONCLUSIONES .....  | 77        |
| 6.2.  | TRABAJOS FUTUROS.....                                       | 77        |
| 6.3.  | BIBLIOGRAFÍA.....   | 79        |
| <b>ANEXO A. FLUJO DE POTENCIA.....</b>                  |   | <b>83</b> |
| A.1.  | MÉTODO DE GAUSS – SEIDEL .....                              | 83        |
| A.2.  | MÉTODO DE NEWTON – RAPHSON .....                            | 84        |
| <b>ANEXO B. MONTECARLO .....</b>                        |   | <b>85</b> |
| <b>ANEXO C. AEROGENERADORES .....</b>                   |   | <b>86</b> |
| C.1.  | AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL.....                      | 86        |
| C.2.  | AEROGENERADORES DE EJE VERTICAL.....                        | 88        |
| C.3.  | CONFIGURACIONES .....                                       | 89        |
| <b>ANEXO D. SOLAR FOTOVOLTAICO.....</b>                 |   | <b>91</b> |
| D.1.  | RADIACIÓN Y TEMPERATURA.....                                | 91        |
| D.2.  | TIPOS DE CELDAS .....                                       | 91        |
| <b>ANEXO E. CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.....</b>          |   | <b>92</b> |
| E.1.  | PLANTAS HIDROELÉCTRICAS DE ENEL .....                       | 92        |
| E.2.  | TIPOS DE TURBINAS .....                                     | 93        |
| <b>ANEXO F. COSTOS .....</b>                            |   | <b>95</b> |
| <b>ANEXO G. CÓDIGOS DE MATLAB.....</b>                  |   | <b>97</b> |
| G.1.  | CÓDIGO PRINCIPAL .....                                      | 97        |
| G.2.  | FUNCIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA .....                          | 106       |
| G.3.  | FUNCIÓN DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA .....                    | 106       |
| G.4.  | PARÁMETROS DE LÍNEA .....                                   | 107       |
| G.5.  | FUNCIÓN DE DISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN ERNC.....           | 108       |
| G.6.  | FUNCIÓN DE CONTINGENCIAS .....                              | 108       |
| G.7.  | FLUJO DE POTENCIA 4 NUDOS .....                             | 109       |
| G.8.  | FLUJO DE POTENCIA 12 NUDOS .....                            | 110       |
| G.9.  | FUNCIÓN DE GRADIENTE SISTEMA 1 (4 NUDOS).....               | 114       |
| G.10.   | FUNCIÓN DE GRADIENTE SISTEMA 2 (12 NUDOS).....              | 115       |

## Lista de Tablas

|   |    |
|---|----|
| Tabla 2.1: Clasificación de las barras [1].....                             | 5  |
| Tabla 2.2: Costos de generación ejemplo [19].....                           | 13 |
| Tabla 2.3: Despacho económico sin pérdidas ejemplo [19].....                | 13 |
| Tabla 2.4: Despacho económico con pérdidas ejemplo [19] .....               | 13 |
| Tabla 2.5: Lista de mérito [Elaboración propia] .....                       | 14 |
| Tabla 2.6: Pérdidas mediante programación AMPL [12] .....                   | 18 |
| Tabla 3.1: Características aerogenerador GAMESA [Elaboración propia] .....  | 27 |
| Tabla 3.2: Parques eólicos en Chile .....                                   | 27 |
| Tabla 3.3: Características de Panel fotovoltaico [Elaboración propia] ..... | 33 |
| Tabla 3.4: Parques fotovoltaicos en Chile.....                              | 33 |
| Tabla 3.5: Configuración de inversores [Elaboración propia] .....           | 34 |
| Tabla 3.6: Eventos al año Chile [44].....                                   | 35 |
| Tabla 3.7: Clasificación de turbinas .....                                  | 39 |
| Tabla 3.8: Unidades central El Toro .....                                   | 40 |
| Tabla 3.9: Costos de falla por profundidad de contingencia [44] .....       | 45 |
| Tabla 5.1: Valores base de sist.1 .....                                     | 53 |
| Tabla 5.2: Características de red sist.1 [16] .....                         | 54 |
| Tabla 5.3: Características de generación sist.1 [Elaboración propia] .....  | 54 |
| Tabla 5.4: Valores base sist.2.....   | 55 |
| Tabla 5.5: Características de red sist.2 [45] .....                         | 56 |
| Tabla 5.6: Características de generación sist.2 [Elaboración propia] .....  | 57 |
| Tabla 5.7: Costos de producción sist.1 [Elaboración propia] .....           | 57 |
| Tabla 5.8: Costos de producción sist.2 [Elaboración propia] .....           | 58 |
| Tabla 5.9: Demanda sist.1 [Elaboración propia].....                         | 58 |
| Tabla 5.10: Demanda sist.2 [Elaboración propia].....                        | 59 |
| Tabla 5.11: Irradiancia [Elaboración propia] .....                          | 60 |
| Tabla 5.12: Viento [Elaboración propia].....                                | 61 |
| Tabla 5.13: Disponibilidad ERNC sist.1 .....                                | 61 |
| Tabla 5.14: Disponibilidad ERNC sist.2 .....                                | 61 |
| Tabla 5.15: Contingencias N - 1 sist.1 .....                                | 61 |
| Tabla 5.16: Contingencias N - 1 sist.2 .....                                | 61 |
| Tabla 5.17: Tamaños de factor c [Elaboración propia].....                   | 62 |
| Tabla 5.18: Voltajes de nudo sist.1 .....                                   | 65 |
| Tabla 5.19: Ángulos de nudo sist.1 .....                                    | 65 |
| Tabla 5.20: Pérdidas sist.1.....  | 65 |
| Tabla 5.21: Potencia inyectada sist.1 .....                                 | 66 |
| Tabla 5.22: Voltajes barra 2 sist.1 .....                                   | 66 |
| Tabla 5.23: Voltajes barra 4 sist.1 .....                                   | 67 |
| Tabla 5.24: Tamaño del factor c.....  | 69 |
| Tabla 5.25: Voltajes de nudos sist.2.....                                   | 71 |
| Tabla 5.26: Ángulos de nudo sist.2 .....                                    | 71 |
| Tabla 5.27: Potencia inyectada en nudos sist.2.....                         | 72 |
| Tabla 5.28: Pérdidas sist.2.....  | 72 |
| Tabla 5.29: Medidas de tendencia barra 2.....                               | 73 |



|  |    |
|--|----|
| Tabla 5.30: Medidas de tendencia barra 9.....                            | 73 |
| Tabla 5.31: Medidas de tendencia barra 12.....                           | 74 |
| Tabla B.1: $\pi$ mediante Montecarlo .....                               | 86 |
| Tabla C.1: Aerogeneradores.....  | 86 |
| Tabla C.2: Partes de un aerogenerador.....                               | 87 |
| Tabla C.3: Ventajas/Desventajas aerogeneradores de eje vertical .....    | 88 |
| Tabla C.4: Partes de aerogenerador de eje vertical .....                 | 88 |
| Tabla C.5: Configuraciones de aerogeneradores [Elaboración propia] ..... | 89 |
| Tabla D.1: Radiación directa/global/difusa.....                          | 91 |
| Tabla D.2: Tecnología de celdas fotovoltaicas .....                      | 91 |
| Tabla D.3: Tipos de módulos fotovoltaicos instalados [36].....           | 92 |
| Tabla E.1: Centrales de embalse ENEL .....                               | 92 |
| Tabla F.1: Costo por incertidumbre eólica.....                           | 95 |
| Tabla F.2: Costo por incertidumbre solar.....                            | 96 |



## Lista de Figuras

|  |    |
|--|----|
| Figura 2.1: Admitancia de línea [1] .....                                    | 4  |
| Figura 2.2: Métodos Matemáticos OPF .....                                    | 8  |
| Figura 2.3: Métodos Heurísticos OPF.....                                     | 8  |
| Figura 2.4: Curva de costos de unidades de generación [19].....              | 10 |
| Figura 2.5: Costo de producción con límites [Elaboración propia] .....       | 15 |
| Figura 3.1: Perfil de consumo comercial [27].....                            | 20 |
| Figura 3.2: Perfil de consumo residencial [27] .....                         | 21 |
| Figura 3.3: PDF de demanda [Elaboración propia].....                         | 22 |
| Figura 3.4: CDF de demanda [Elaboración propia] .....                        | 22 |
| Figura 3.5: Histograma de viento [30] .....                                  | 23 |
| Figura 3.6: PDF de Weibull [9].....  | 24 |
| Figura 3.7: CDF recurso eólico [Elaboración propia].....                     | 25 |
| Figura 3.8: Curva de potencia aerogenerador GAMESA [31].....                 | 25 |
| Figura 3.9: Configuración DFIG [49] .....                                    | 28 |
| Figura 3.10: Flujo de potencia operación supersincrónica [49] .....          | 28 |
| Figura 3.11: Flujo de potencia operación subsincrónica [49] .....            | 29 |
| Figura 3.12: Radiación solar zona centro [35] .....                          | 30 |
| Figura 3.13: PDF recurso solar [Elaboración propia] .....                    | 32 |
| Figura 3.14: CDF recurso solar [Elaboración propia].....                     | 32 |
| Figura 3.15: Configuración de inversores en parques fotovoltaicos [36] ..... | 34 |
| Figura 3.16: Ciclo de lago Laja [39] .....                                   | 36 |
| Figura 3.17: Ciclo caudal lago Laja [40].....                                | 36 |
| Figura 3.18: Turbina Francis [50] .....                                      | 38 |
| Figura 3.19: Turbina Kaplan [50] .....                                       | 39 |
| Figura 3.20: Turbina Pelton [50].....  | 39 |
| Figura 3.21: Sistema de control de voltaje automático .....                  | 41 |
| Figura 3.22: Costo de producción por tecnología [20].....                    | 44 |
| Figura 4.1: Esquema general de modelo POPF [Elaboración propia] .....        | 50 |
| Figura 5.1: Sistema eléctrico de 4 nudos [16].....                           | 53 |
| Figura 5.2: Sistema 1 [Elaboración propia] .....                             | 54 |
| Figura 5.3: Sistema eléctrico de 12 nudos [45].....                          | 55 |
| Figura 5.4: Sistema 2 [Elaboración propia] .....                             | 56 |
| Figura 5.5: Curvas de demanda sist.1 [Elaboración propia] .....              | 59 |
| Figura 5.6: Demanda sist.2 barras 1-4 [Elaboración propia] .....             | 60 |
| Figura 5.7: Demanda sist.2 barras 5-8 [Elaboración propia] .....             | 60 |
| Figura 5.8: Demanda sist.2 barras 9-12 [Elaboración propia] .....            | 60 |
| Figura 5.9: Contingencias N - 1 sist.1 [Elaboración propia].....             | 61 |
| Figura 5.10: Contingencias N - 1 sist.2 [Elaboración propia].....            | 62 |
| Figura 5.11: Divergencia con $c=0.05$ .....                                  | 63 |
| Figura 5.12: Divergencia con $c=0.008$ .....                                 | 63 |
| Figura 5.13: Capacidad de generación sist.1 .....                            | 63 |
| Figura 5.14: Potencia despachada sist.1 .....                                | 64 |
| Figura 5.15: Minimización de costos 1 sist.1 .....                           | 64 |
| Figura 5.16: Minimización de costos 2 sist.1 .....                           | 64 |
| Figura 5.17: Histograma voltajes barra 2 .....                               | 66 |
| Figura 5.18: Histograma voltajes barra 4.....                                | 66 |

|   |    |
|---|----|
| Figura 5.19: Óptimo 1 de Pareto sist.1 .....                                      | 67 |
| Figura 5.20: Óptimo 2 de Pareto sist.1 .....                                      | 68 |
| Figura 5.21: Óptimo 3 de Pareto sist.1 .....                                      | 68 |
| Figura 5.22: Capacidad de generación sist.2 .....                                 | 69 |
| Figura 5.23: Potencia despachada sist.2 .....                                     | 69 |
| Figura 5.24: Minimización de costos 1 sist.2 .....                                | 70 |
| Figura 5.25: Minimización de costos 2 sist.2 .....                                | 70 |
| Figura 5.26: Histograma voltaje barra 2 .....                                     | 72 |
| Figura 5.27: Histograma voltaje barra 9 .....                                     | 73 |
| Figura 5.28: Histograma voltaje barra 12 .....                                    | 74 |
| Figura 5.29: Óptimo 1 de Pareto sist.2 .....                                      | 74 |
| Figura 5.30: Óptimo 2 de Pareto sist.2 .....                                      | 75 |
| Figura 5.31: Óptimo 3 de Pareto sist.2 .....                                      | 75 |
| Figura B.1: Ejemplo método de Montecarlo .....                                    | 86 |
| Figura C.1: Máquinas mono-bi-tri-multi pala [32] .....                            | 87 |
| Figura C.2: Esquema aerogenerador [32] .....                                      | 88 |
| Figura C.3: Aerogenerador de Darrieus .....                                       | 89 |
| Figura C.4: Esquema generador eólico de velocidad fija [33] .....                 | 90 |
| Figura C.5: Esquema generador eólico con control de velocidad limitado [33] ..... | 90 |
| Figura C.6: Esquema generador eólico DFIG [33] .....                              | 90 |
| Figura C.7: Esquema generador eólico con convertidor completo [33] .....          | 90 |
| Figura E.1: Turbina Francis vista externa [51] .....                              | 93 |
| Figura E.2: Turbina Francis [50] .....  | 93 |
| Figura E.3: Turbina Kaplan corte longitudinal [51] .....                          | 93 |
| Figura E.4: Turbina Kaplan vista externa [50] .....                               | 94 |
| Figura E.5: Turbina Pelton vista de inyectores [50] .....                         | 94 |
| Figura E.6: Turbina Pelton [50] .....   | 94 |
| Figura E.7: Elección de turbinas [50] .....                                       | 95 |

# Nomenclatura

## Matrices

|  |   |
|--|---|
| $J$  | : Matriz Jacobiana del sistema  |
| $J_1$  | : Matriz de derivadas parciales de potencia activa con respecto a los ángulos de barra    |
| $J_2$  | : Matriz de derivadas parciales de potencia activa con respecto a los voltajes de barra   |
| $J_3$  | : Matriz de derivadas parciales de potencia reactiva con respecto a los ángulos de barra. |
| $J_4$  | : Matriz de derivadas parciales con respecto a los voltajes de barra.                     |
| $B'$   | : Matriz de constante de derivadas de P con respecto a los ángulos de barra               |
| $B''$  | : Matriz de constante de derivadas de P con respecto a los voltajes de barra              |
| $\left[\frac{\partial g}{\partial x}\right]$ | : Matriz Jacobiana del sistema  |

## Vectores

|  |   |
|--|---|
| $\Delta\delta$   | : Vector de diferencia angular  |
| $\Delta U$   | : Vector de diferencia de voltaje                                       |
| $\Delta P(x)$  | : Vector de delta de potencia activa                                    |
| $\Delta Q(x)$  | : Vector de delta de potencia reactiva                                  |
| $[g(x, y)]$  | : Ecuaciones de igualdad del flujo de potencia                          |
| $f(x, u)$  | : Función objetivo  |
| $[u]$  | : Variables de control  |
| $[x]$  | : Vector de incógnitas de barra en el sistema                           |
| $\mathcal{L}(x, u, p)$                                       | : Función Lagrangiana   |
| $[\lambda]$  | : Multiplicadores de Lagrange   |
| $\left[\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial x}\right]$       | : Restricción de primer orden de Lagrange                               |
| $\left[\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial u}\right]$       | : Restricción de primer orden de Lagrange/Gradiente de función objetivo |
| $\left[\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda}\right]$ | : Restricción de primer orden de Lagrange                               |
| $\left[\frac{\partial f}{\partial x}\right]$                 | : Derivada de función objetivo con respecto a las incógnitas            |
| $\left[\frac{\partial f}{\partial u}\right]$                 | : Derivada de función objetivo con respecto a variables de control      |

## Escalares

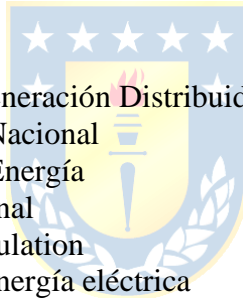
|                    |  |
|--------------------|--|
| $Y_{ij}$           | : Admitancia de línea i-j                              |
| $P_{i\text{prog}}$ | : Potencia programada en la barra i                    |
| $Q_{i\text{prog}}$ | : Potencia reactiva programada en la barra i           |
| $\Delta P_i$       | : Diferencia de potencia calculada y potencia estimada |

|                 |   |
|-----------------|---|
| $\Delta Q_i$    | : Diferencia de potencia reactiva calculada y potencia estimada |
| $B_{ik}'$       | : Admitancia de la línea i-k                                    |
| $B_{ik}''$      | : Admitancia de la línea i-k                                    |
| $B_{ii}'$       | : Elemento i-i de la matriz Y bus                               |
| $B_{ii}''$      | : Elemento i-I de la matriz Y bus                               |
| $X_{ik}$        | : Reactancia de la línea i-k                                    |
| $C_i(P_G)$      | : Costos de producción de la central i                          |
| $a_i$           | : Coeficiente de costo lineal                                   |
| $b_i$           | : Coeficiente de costo cuadrático                               |
| $P_{G_i}$       | : Potencia generador i  |
| $P_{G_i}^{min}$ | : Potencia mínima de generador i                                |
| $P_{G_i}^{max}$ | : Potencia máxima de generador i                                |
| $P_f$           | : Potencia transmitida en la línea                              |
| $P(\delta)$     | : Pérdidas del sistema  |
| $V_i$           | : Voltaje en la barra i   |
| $f(p)$          | : Función de densidad probabilística de demanda                 |
| $F(p)$          | : Función de distribución acumulada de demanda                  |
| $f(v)$          | : Función de distribución probabilística de recurso eólico      |
| $F(v)$          | : Función de distribución acumulada de recurso eólico           |
| $v$             | : Velocidad de viento   |
| $k$             | : Factor de forma   |
| $c$             | : Factor de escala  |
| $P_v(v)$        | : Potencia extraíble del aerogenerador                          |
| $\rho$          | : Densidad del aire   |
| $A$             | : Área circular por la que pasa el aire en la aeroturbina       |
| $C_p$           | : Coeficiente de Betz   |
| $f(G)$          | : Función de densidad probabilística de recurso solar           |
| $F(G)$          | : Función de distribución acumulada de recurso solar            |
| $P_G(G)$        | : Potencia generada por parque fotovoltaico                     |
| $\eta$          | : Eficiencia del panel  |
| $A_p$           | : Área del panel  |
| $G$             | : Irradiancia solar   |
| $n^\circ$       | : Número de paneles en parque fotovoltaico                      |
| $f(P)$          | : Función de distribución de Bernoulli                          |
| $\tau$          | : Tasa de indisponibilidad de ERNC/línea/transformador          |
| $P$             | : Número aleatorio de probabilidad                              |
| $Q_{entrada}$   | : Flujo de entrada de un lago                                   |
| $Q_{salida}$    | : Flujo de salida de un lago                                    |
| $\dot{V}$       | : Variación de volumen de un lago                               |

# Abreviaciones

## Mayúsculas

|        |   |
|--------|---|
| ERNC   | : Energía Renovable No Convencional                           |
| PF     | : Flujo de Potencia   |
| OPF    | : Flujo de Potencia Óptimo                                    |
| POPF   | : Flujo de Potencia Óptimo Probabilístico                     |
| OCDE   | : Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos |
| DEEPSO | : Differential Evolutionary Particle Swarm Optimization       |
| EPSO   | : Evolutionary Particle Swarm Optimization                    |
| KNITRO | : Nonlinear Interior point Trust Region Optimization          |
| MINOS  | : Modular In-core Nonlinear Optimization System               |
| GAMS   | : General Algebraic Modeling System                           |
| IEEE   | : Institute of Electrical and Electronics Engineers           |
| SCADA  | : Supervisory Control and Data Acquisition                    |
| PDF    | : Función de densidad de distribución                         |
| CDF    | : Función de distribución acumulada                           |
| DFIG   | : Double Fed Induction Generator                              |
| RSC    | : Rotor Side Converter  |
| GSC    | : Grid Side Converter   |
| PMGD   | : Pequeños Medios de Generación Distribuido                   |
| CEN    | : Coordinador Eléctrico Nacional                              |
| CNE    | : Comisión Nacional de Energía                                |
| SEN    | : Sistema eléctrico Nacional                                  |
| AVR    | : Automatic Voltage Regulation                                |
| ENEL   | : Ente Nacional para la Energía eléctrica                     |
| EDAC   | : Esquema de Desconexión Automática de Carga.                 |



# Capítulo 1. Introducción

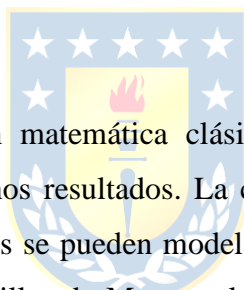
---

## 1.1. Introducción General

La alta penetración de energías renovables no convencionales, debido principalmente a exigencias internacionales, además del crecimiento acelerado del sistema eléctrico hace que sea necesario implementar despachos de potencia que consideren las aleatoriedades que nacen de esto. Del total de la capacidad instalada, en el escenario nacional, un 53,4% de la matriz energética proviene de fuentes renovables. Esta se descompone en: 24% de centrales hidráulicas, un 17,8% de plantas fotovoltaicas, 9,9% de centrales eólicas, 1,5% biomasa y 0,2% geotérmica, mientras que el resto es suministrado en su mayoría por centrales de carbón y gas natural. En atención a esto la implementación de los procesos estocásticos de la generación y la red al flujo de potencia, sumado a la necesidad de abaratar costos, es primordial para poder contar con una buena planificación y explotación del sistema

## 1.2. Hipótesis de Trabajo

La aplicación de programación matemática clásica permite resolver flujos de potencia óptimo probabilísticos obteniendo buenos resultados. La característica aleatoria del sistema viene dada por sucesos estocásticos, los cuales se pueden modelar con funciones de distribución. Con su aplicación se espera poder generar semillas de Montecarlo, las se usan como variables de entrada para el flujo de potencia a optimizar.



## 1.3. Objetivos

### 1.3.1 Objetivo General

Entregar una propuesta para optimizar flujos de potencia mediante programación matemática clásica, considerando diversas características aleatorias del sistema.

### 1.3.2 Objetivos Específicos

- Revisión de PF, OPF, POPF
- Descripción de modelos probabilísticos de demanda, generación fotovoltaica, eólica y centrales clásicas
- Modelación de la disponibilidad de centrales ERNC

- Modelación de líneas y transformadores
- Modelación de costos de operación y racionamiento
- Presentación de modelo de optimización
- Presentación de sistemas de prueba
- Resolución del POPF para los sistemas de prueba

## 1.4. Alcances y Limitaciones

El alcance de la presente memoria de título es la revisión de métodos de flujos de potencia óptimo, modelos probabilísticos de generación ERNC, y una breve descripción de las tecnologías usadas en este tipo de parques, modelación de características estocásticas de la red. Lo anterior con el fin de resolver un Flujo de potencia óptimo probabilístico. Se tienen limitaciones relativas al método utilizado en la optimización y modelos probabilísticos, dado que hoy en día existen formas más sofisticadas en reemplazo de los métodos de Montecarlo, tales como, algoritmos genéticos y redes neuronales, además, los sistemas presentados constan con una cantidad mucho menor de líneas y nodos, a las que se podría encontrar en el sistema eléctrico nacional, aun así, estos se consiguen a partir de estudios reales. Un enfoque hacia la minimización de costos por contingencias podría ser aplicada en sistemas de este tipo, si bien no es el caso del presente estudio.

## 1.5. Temario y Metodología

En el capítulo II se presenta el estado del arte, en él se enseñan los métodos clásicos de resolución de flujos de potencia (PF), el problema del flujo de potencia óptimo (OPF) y flujo óptimo de potencia probabilístico (POPF), se entrega información relativa a trabajos previos realizados hasta la fecha.

El capítulo III expone los modelos probabilísticos de generación ERNC, demanda, disponibilidad, líneas y transformadores, costos operacionales y de racionamiento.

En el capítulo IV se entrega una propuesta de optimización matemática, el algoritmo a utilizar y las ecuaciones respectivas se exponen en el mismo. Las características eléctricas, probabilísticas y económicas de los sistemas de red utilizados se presentan en el capítulo V, además, los resultados y análisis de las simulaciones son realizadas.

Finalmente, el capítulo VI resume las conclusiones y trabajos futuros que se pueden abordar.



## Capítulo 2. Estado del arte

---

### 2.1. Introducción

En este capítulo se discute el problema del flujo de carga, flujo de carga óptimo y flujo de carga óptimo probabilístico, en adelante PF, OPF y POPF respectivamente. Se realiza una descripción del origen del problema en los años 60, además de breves revisiones de trabajos resueltos en los últimos años, finalmente se resumen los métodos y enfoques posibles para la resolución del problema de optimización probabilístico.

### 2.2. Flujo de potencia

El problema denominado flujo de potencia o flujo de carga es una herramienta de análisis estacionario de la red, que incluye técnicas de análisis numérico y en donde a través de métodos iterativos [1] se busca conocer los voltajes, ángulos de fase, potencias activas y reactivas transmitidas, entre muchas otras variables de interés y cumpliendo las ecuaciones de balance de las leyes de Kirchoff, esto es, con el fin de poder tomar medidas desde el punto de vista de la explotación como de la planificación de la red.

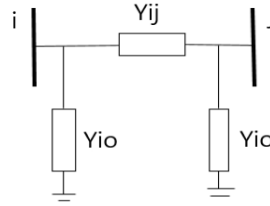
Su poder de análisis es vasto y es utilizado hoy en día de sobremanera debido a los constantes cambios que requiere la planificación y expansión de las redes eléctricas. Entre estos: inserción de nuevas tecnologías, inyección de energía ERNC, cambio en los perfiles de demanda debido a la aparición de nuevas cargas y expansiones propias del sistema.

Existen muchos métodos utilizados, los cuales varían según las consideraciones que se realicen, el tipo de red estudiado y potencia de convergencia requerida, pero los más básicos y que se enseñan en las universidades a lo largo del mundo son tres:

- Método de Gauss - Seidel
- Método de Newton – Raphson
- Método de Newton desacoplado rápido (Brian-Stott)

#### 2.2.1 Consideraciones de red

Se presenta cómo debe realizarse la modelación y consideraciones de la red. En la *Figura 2.1* se expone el modelo de admitancias.



**Figura 2.1: Admittancia de línea [1]**

Donde:

$Y_{ij}$  es la admittancia de línea de la rama i-j

$Y_{io}$  es la admittancia Shunt que representa la capacitancia de la red

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} = |Y_{ij}| * \cos(\theta_{ij}) + j * |Y_{ij}| * \sin(\theta_{ij}) \quad (2-1)$$

Por otra parte, el voltaje de la barra “i” está dado en coordenadas polares de la siguiente forma

$$V = |V| * \angle \delta_i = |V| * (\cos(\delta_i) + j * \sin(\delta_i)) \quad (2-2)$$

Las ecuaciones que describen las potencias del sistema eléctrico se presentan a continuación.

Las expresiones de  $P_i$  y  $Q_i$  son las potencias activas y reactivas calculadas del flujo de potencia, y que se inyectan a la red en la barra “i”.

$$P_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (2-3)$$

$$Q_i = - \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (2-4)$$

$$P_{i_{prog}} = P_{gi} - P_{di} \quad (2-5)$$

$$Q_{i_{prog}} = Q_{gi} - Q_{di} \quad (2-6)$$

Además, con las ecuaciones anteriores, se tienen expresiones del error bajo el cual se hace converger alguno de los métodos.

$$\Delta P_i = P_{i_{prog}} - P_i \quad (2-7)$$

$$\Delta Q_i = Q_{i_{prog}} - Q_i \quad (2-8)$$

Donde:

$P_{i_{prog}}$  es la potencia activa que está siendo inyectada en la barra “i”

$Q_{i_{prog}}$  es la potencia reactiva que está siendo inyectada en la barra “i”

$\Delta P_i$  es el error de potencia activa inyectada en la barra “i”

$\Delta Q_i$  es el error de potencia reactiva inyectada en la barra “i”.

El sistema eléctrico queda descrito en función de cuatro variables  $V$ ,  $\delta$ ,  $P$  y  $Q$  y sólo se

tienen dos ecuaciones por cada barra, (Ecuación 2-7 y 2-8). Así, estas se pueden clasificar en función de las variables que se conocen, de esta manera en la *Tabla 2.1*, se presentan los tipos de barras.

**Tabla 2.1: Clasificación de las barras [1]**

| Tipo  | VARIABLES<br>CONOCIDAS | VARIABLES A<br>DETERMINAR |
|-------|------------------------|---------------------------|
| Slack | $ V $ y $\delta$       | P y Q                     |
| PV    | P y V                  | Q y $\delta$              |
| PQ    | P y Q                  | $ V $ y $\delta$          |

La barra denominada como PQ, es la barra en donde se conoce la potencia activa y reactiva consumida, en la que puede haber o no generación, es el caso de pequeños generadores donde no hay regulación de tensión y centrales ERNC. Las barras PV son aquellas en donde se tienen generadores y dispositivos que controlan la potencia reactiva inyectada y donde puede fijarse el voltaje. La barra Slack es aquella que entrega la holgura al sistema, dado que en la práctica la demanda es estocástica y las pérdidas no se conocen de antemano, se necesita de una barra cuya potencia inyectada sea desconocida, con el fin de satisfacer el balance de potencia que debe cumplir el sistema.

$$\sum_{i=1}^n P_{G_i} - \sum_{i=1}^n P_{D_i} = P_{pérd} \quad (2-9)$$

Las variables especificadas sirven de referencia para los demás voltajes y ángulos desconocidos. Suele considerarse como la barra Slack a aquella en donde se tiene la mayor generación y por lo tanto define la frecuencia y voltaje de la red.

### 2.2.2 Método de Gauss – Seidel

Es el algoritmo más sencillo de usar, “*está basado en los métodos iterativos de resolución para ecuaciones lineales, los que fueron creados por Carl Frederich Gauss y Phillip Ludwig von Seidel*” [1]. La principal dificultad que exhibe este algoritmo, radica en el número de iteraciones necesarias para converger. Puesto que depende fuertemente del número de barras del sistema, las propiedades de la matriz de admitancia, el acondicionamiento de parámetros de líneas y potencias, el efecto capacitivo de los cuadripolos de líneas y transformadores, los modelos de las cargas activas y reactivas, etc. De no contarse con estas características, se producen esfuerzos computacionales y tiempos excesivos para la resolución de los flujos de potencia. Para mayores detalles revisar Anexo A. 1.

### 2.2.3 Método de Newton – Raphson

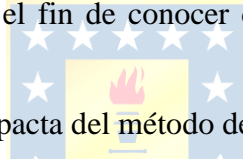
Es un procedimiento algorítmico que permite encontrar las raíces de funciones cercanas a un valor inicial, se define como un método abierto, pues no asegura la convergencia global del problema.

Su nombre viene de Sir Isaac Newton y Joseph Raphson, los que desarrollaron el método de forma separada e independiente [2]. Para una mayor comprensión de esta técnica, revisar Anexo A.2.

### 2.2.4 Método de Newton desacoplado rápido

La técnica de Newton desacoplado rápido o de Brian-Stott, es la que converge en una menor cantidad de iteraciones y además no necesita realizar engorrosos cálculos para poder hacerlo satisfactoriamente.

Por lo tanto, es muy útil cuando se requiere simular numerosas situaciones, tales como la desconexión de líneas y centrales, con el fin de conocer cómo debe operar el sistema para poder cumplir con criterios de fallas.



Primero, se enseña la forma compacta del método de Newton Raphson.

$$\begin{pmatrix} J1 & J2 \\ J3 & J4 \end{pmatrix}^r \begin{pmatrix} \Delta\delta \\ \frac{\Delta U}{U} \end{pmatrix}^r = \begin{pmatrix} \Delta P(x) \\ \Delta Q(x) \end{pmatrix}^r \quad (2-10)$$

La matriz que contiene J1, J2, J3 y J4 es el Jacobiano de la ecuación, el vector de potencias es la función que se minimiza para la resolución del PF, es también llamado vector error, pues las iteraciones se detienen cuando se cumple algún criterio de convergencia, como, por ejemplo, cuando los elementos en el vector alcanzan valores menores a un error  $\epsilon$  dado. El vector de ángulos y voltajes es el incremento para los ángulos y voltajes actuales.

Con J1 submatriz de las derivadas parciales de potencia activa con respecto a los ángulos de barra, J2 submatriz de derivadas parciales de potencia activa con respecto a los voltajes de barra, J3 submatriz de derivadas parciales de potencia reactiva con respecto a los ángulos de barra, J4 submatriz de derivadas parciales de potencia reactiva con respecto a los voltajes de barra.

Para utilizar el algoritmo de Newton desacoplado rápido deben realizarse ciertas consideraciones con respecto a la red en cuestión, estas son:

- La red eléctrica debe ser tal que  $R_{ij} \ll X_{ij}$ , en cuyo caso  $R_{ij}$  se asume igual a cero, lo cual ocurre en la práctica.

- Pequeños desfases entre tensiones de nudos adyacentes, es decir,  $\cos(\delta_i - \delta_j) \approx 1$  y  $\text{Sen}(\delta_i - \delta_j) \approx \delta_i - \delta_j$ .

Se considera que existe un desacople del ángulo de voltaje de barra con la potencia reactiva, y en el módulo del voltaje con la potencia activa, por lo que  $J_2=J_3=0$ . Esto genera un desacople de las ecuaciones de potencia activa y reactiva, de ahí el nombre de la técnica. En la práctica se ha visto que el desacople completo en realidad no existe, pero dado que las incidencias son muy pequeñas, esto se puede aplicar.

Al realizar las consideraciones anteriores la matriz Jacobiana queda como

$$J = \begin{pmatrix} B' & 0 \\ 0 & B'' \end{pmatrix} \quad (2-11)$$

Donde las matrices B' y B'' se calculan una sola vez y se conservan durante todo el problema. Los elementos de estas matrices se calculan como:

- $B'_{ik} = -\frac{1}{X_{ik}}$ ,  $X_{ik}$  es la reactancia serie del elemento que conecta los nudos i y k
- $B''_{ik} = -B_{ik}$ ,  $B_{ik}$  es la parte imaginaria del elemento i-k de la matriz Ybus
- $B'_{ii} = \sum_{k=1}^n \frac{1}{X_{ik}}$ ,  $X_{ik}$  es la reactancia serie del elemento que conecta los nudos i y k
- $B''_{ii} = -B_{ii}$ ,  $B_{ii}$  es la parte imaginaria del elemento i-i de la matriz Ybus

El método de Newton desacoplado rápido tiene una convergencia mucho mayor que los demás, pudiendo hacerlo normalmente en la octava iteración y, por otra parte, las matrices “B” se calculan una sola vez y se conservan durante todo el algoritmo, a diferencia de los métodos Gauss – Seidel y Newton – Raphson, en donde el Jacobiano se recalcula con cada iteración.

### 2.3. Flujo de potencia óptimo

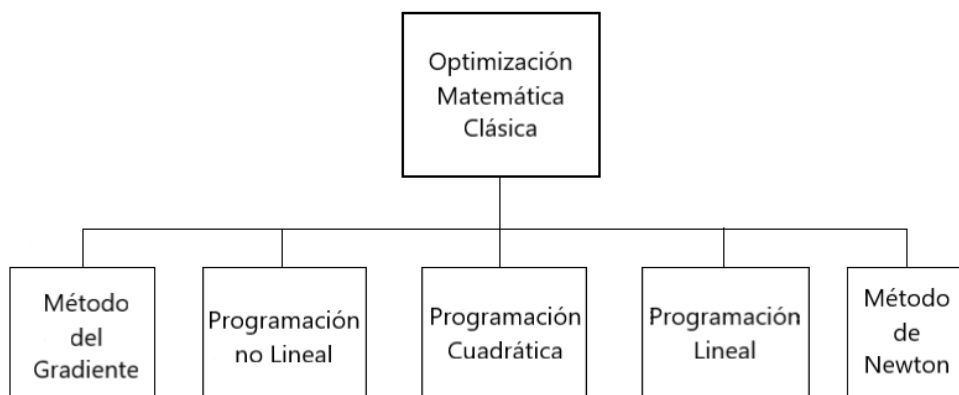
El concepto de flujo de potencia óptimo proviene del trabajo realizado por H. W. Dommel y W. F. Tinney en el año 1968. El problema consiste en la resolución de las ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva en los nodos del sistema (ecuaciones que caracterizan a la red), ajustando variables de control, como pueden ser los voltajes y potencias en nodos PV. Lo anterior es con el fin de poder optimizar alguna función objetivo. Como puede ser:

- Costos de generación
- Pérdidas activas

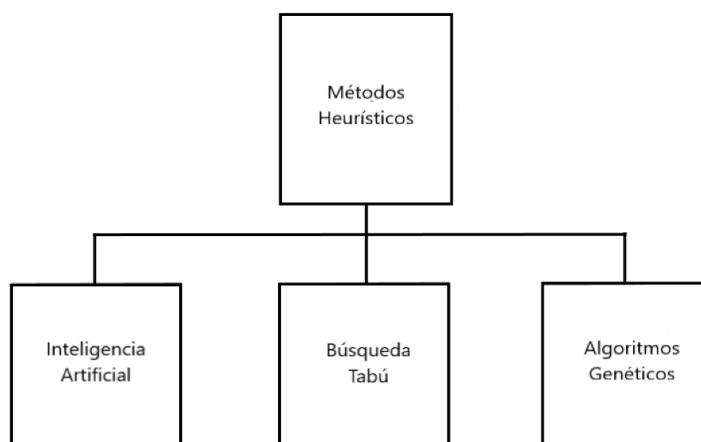
- Pérdidas reactivas de transmisión
- Contingencias y costos asociados
- Emisión de gases de efecto invernadero de generadores térmicos

Normalmente los criterios que se consideran y objetivos a optimizar, se encuentran en conflicto, por lo tanto, la optimización de una variable en mayor o menor medida depende netamente de la finalidad que se busca.

En general, los métodos para solucionar el problema del flujo óptimo de potencia se dividen en dos, aquellos que se basan en optimización matemática clásica, vale decir, programación lineal, programación no lineal, programación cuadrática, método de Newton, método del gradiente descendente y aquellos basados en técnicas heurísticas, como son, algoritmos genéticos, enjambres de partículas (DEEPSO/EPPO), búsqueda tabú e inteligencia artificial.



**Figura 2.2: Métodos Matemáticos OPF**



**Figura 2.3: Métodos Heurísticos OPF**

El método del gradiente se utiliza también en [4]. Allí se propone resolver un problema de minimización de pérdidas en un sistema de potencia, pero, ajustando el tamaño de paso en la

búsqueda de la raíz. Finalmente se encuentra que al considerar un paso constante se tiene una mayor cantidad de iteraciones y, además, puede no converger correctamente en la raíz, en cambio al considerar un tamaño de paso ajustable, las iteraciones se reducen drásticamente.

Por otra parte, las soluciones más utilizadas en la optimización de costos de generación se basan en realizar una aproximación lineal de estos, lo que se fundamenta en una serie de ventajas, como, por ejemplo, mayor rapidez de convergencia y la posibilidad de jerarquizar el despacho de las unidades mediante una lista de mérito y resolver el problema de programación lineal.

En [7] se utiliza un algoritmo DEEPSO (enjambre de partículas) para minimizar los costos de producción considerando la variabilidad e incertidumbre de la demanda y de generación ERNC, además, se aplican costos de penalización a esta última debido a su incertidumbre existente, dichos términos se suman a los costos de las centrales térmicas, y forman así, la función final a optimizar.

El despacho económico de potencia ha presentado fuertes cambios en los últimos años debido principalmente a la alta penetración de energías renovables no convencionales en el mercado mundial, esto ha sido ampliamente impulsado por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) debido a los efectos positivos que estas tecnologías presentan, lo que ha llevado a realizar diferentes estudios del sistema considerando variables ambientales, como por ejemplo en [15] y [20], donde se realizan despachos económicos para minimizar las emisiones de efecto invernadero producidas por centrales térmicas.

Enfoques hacia los controles de la red, se han presentado en [8], donde se realiza una formulación para el problema del OPF en un sistema de 60 barras, enfocado a reducir la congestión térmica, la principal característica es que se busca tener un limitado número de controles, y para esto se utiliza programación lineal entera mixta, con el fin de conocer la sensibilidad de la función objetivo y de las restricciones, con respecto a los controles, vale decir, potencia activa de generadores, voltaje de generadores, razón de transformación en los transformadores, reactancias shunt, deslastre de carga, entre otros.

En [13] se resuelve un problema de flujo óptimo reactivo para minimización de pérdidas, utilizando una función adaptativa, la que no es más que el producto de subfunciones que representan los límites de desviaciones de tensiones y flujo de potencia. La ventaja de su utilización es que permite establecer metas en la optimización de las pérdidas, de esta forma el valor óptimo es conocido de antemano. Lo anterior se aplica para los sistemas IEEE de 57, 118 y 300 barras. Se obtienen soluciones de alta calidad en un tiempo menor que para métodos tradicionales.

El OPF puede incluir la consideración de contingencias, tal como se hace en [14], en donde

se busca el punto óptimo entre costos de generación y operación con análisis de riesgos.

### 2.3.1 Despacho económico de carga

Este problema es un caso particular del OPF, aparece cuando la función a optimizar es de carácter económico. Éste consiste en poder repartir la generación de la energía entre las diferentes unidades que se tienen disponibles, de tal forma que se minimice el costo total de generación, también llamado “costo país”.

Por su parte el costo total consiste en la suma de costos de producción de las centrales, y estas a su vez, vienen de las curvas de cada una de las unidades generadoras, ver *Figura 2.4*.

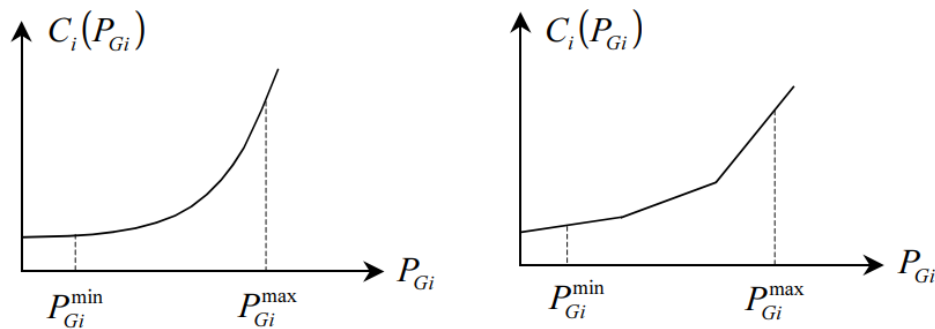


Figura 2.4: Curva de costos de unidades de generación [19]

$$C_i(P_{Gi}) = C_{0i} + a_i P_{Gi} + \frac{1}{2} b_i P_{Gi}^2 \quad (2-12)$$

La *Figura 2.4* muestra la relación que existe entre la potencia generada y los costos de producción de una unidad, estas al ser cuadráticas (curva 1 de la *Figura 2.4*) complican de sobremanera los cálculos. Es por esto, que una técnica utilizada ampliamente es linealizar los costos (curva 2 de la *Figura 2.4*) en la cantidad de tramos que se estime necesaria, a lo largo de un período de tiempo, normalmente de una hora.

Tener un buen despacho económico es de gran interés puesto que puede significar en la reducción de costos de generación y, por ende, la disminución de la tarifa de energía eléctrica. Por lo tanto, se tienen ventajas tanto para el productor como el consumidor.

El problema del despacho se puede analizar por separado considerando diferentes restricciones:

- Despacho económico sin pérdidas y sin límites de generación
- Despacho económico sin pérdidas y con límites de generación
- Despacho económico con pérdidas



- Despacho económico con límites de red
- Reparto óptimo de cargas

Cada uno de los casos analiza el problema de optimización de costos introduciendo un multiplicador de Lagrange en la función de optimización. Los casos más básicos, que entregan luces de este problema son el despacho económico sin pérdidas y con pérdidas.

#### A. *Despacho económico sin pérdidas y sin límites de generación*

Utilizando el método de multiplicador de Lagrange del cálculo multivariable, la ecuación lagrangiana del despacho sin pérdidas es de la siguiente forma

$$\mathcal{L}(P_G, \lambda) = \sum_{i=1}^n C_i(P_{Gi}) - \lambda \left( \sum_{i=1}^n P_{Gi} - P_D^{total} \right) \quad (2-13)$$

En donde la primera sumatoria corresponde a la suma de los costos de generación de “n” unidades,  $\lambda$  es el multiplicador de lagrange que se encuentra amplificando la ecuación de equilibrio entre la potencia generada y la demanda total.

Las restricciones de primer orden son de la siguiente forma

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_{Gi}} = CI_i(P_{Gi}) - \lambda = 0; \quad i = 1, \dots, n \quad (2-14)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} = - \sum_{i=1}^n P_{Gi} + P_D^{total} = 0 \quad (2-15)$$

$\lambda$  es, además, el costo marginal de las generadoras. Dicho valor es idéntico para todas las unidades cuando el sistema es considerado sin pérdidas, esto se visualiza en la primera restricción de la función lagrangiana.

La derivada del costo es lo que se conoce como “costo incremental”, por lo tanto, las unidades operan al mismo costo incremental.

$$CI_i(P_{Gi}) = \frac{dC_i(P_{Gi})}{dP_{Gi}} \quad (2-16)$$

El costo marginal se calcula como

$$\lambda = \frac{dC(P_G)}{dP_D^{total}} \quad (2-17)$$

Se define como el incremento del costo total de generación con respecto a la variación de demanda total.

A continuación, se muestra la ecuación que refleja el reparto de generación en cada unidad.

$$P_G = \alpha P_D^{total} + \beta \quad (2-18)$$

Esta expresión se obtiene del Capítulo 6 en [19], en donde se realizan arreglos matemáticos

para expresar la generación de una unidad cualquiera en función de la demanda total. La Ecuación enseña que tanto de la demanda será suministrada por dicha unidad. Los coeficientes  $\alpha$  y  $\beta$ , se conocen como “coeficientes de sensibilidad”, dependen del costo marginal y de los coeficientes de la función de costos. Es de esperar que las unidades más baratas satisfagan una mayor cantidad de demanda en comparación a las unidades más caras. La consideración de pérdidas tendrá un efecto sobre lo dicho anteriormente, lo cual se expone a continuación.

### B. Despacho económico con pérdidas

En primera instancia, la consideración de pérdidas produce impactos anti-intuitivos en el despacho económico, vale decir, unidades más costosas podrían aumentar la cantidad de potencia despachada y a su vez unidades más baratas podrían disminuirla, todo esto debido a que las pérdidas son un consumo no lineal que dependen de las potencias inyectadas en los nodos. Lo anterior se demostrará con la tabla resumen que se obtuvo de [19].

El balance de potencias queda modificado de la siguiente forma:

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi} - P_D^{total} - P_{perd}(P_G, P_D) = 0 \quad (2-19)$$

Las pérdidas en el sistema eléctrico son muy difíciles de calcular. Su consideración en la red introduce no linealidad al problema del despacho económico.

La ecuación lagrangiana es muy parecida al caso anterior presentado en “A”.

$$\mathcal{L}(P_G, \lambda) = \sum_{i=1}^n C_i(P_{Gi}) - \lambda \left( \sum_{i=1}^n P_{Gi} - P_D^{total} - P_{perd}(P_G, P_D) \right) \quad (2-20)$$

Sujeto a las restricciones de primer orden:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_{Gi}} = C_{I_i}(P_{Gi}) - \lambda \left( 1 - \frac{\partial P_{perd}}{\partial P_{Gi}} \Big|_s \right) = 0; \quad i = 1, \dots, n \quad (2-21)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} = - \sum_{i=1}^n P_{Gi} + P_D^{total} + P_{perd}(P_G, P_D) = 0 \quad (2-22)$$

Se puede observar que el sistema no tiene costos marginales iguales para cada unidad, sino que varía para cada nodo. La consideración de pérdidas complejiza demasiado el problema como para poder ser resuelto analíticamente, en su lugar actualmente se utilizan métodos numéricos para resolver dichas ecuaciones.

La relación entre el costo marginal, las pérdidas y la generación es de la siguiente forma:

$$CI_i(P_{Gi}) = \lambda \left( 1 - \frac{\partial P_{perd}}{\partial P_{Gi}} \right) \quad (2-23)$$

Esto se puede expresar como sigue

$$\frac{1}{1 - \frac{\partial P_{perd}}{\partial P_{Gi}}} * CI_i(P_{Gi}) = \lambda \quad (2-24)$$

El término que multiplica al costo incremental se conoce como “factor de penalización”, el que, al ser multiplicado por la derivada de costos, entrega el costo marginal de la unidad.

A continuación, se muestra una serie de tablas que resumen el ejercicio 6.4 en [19], en el que, para un sistema eléctrico de tres nudos, se realizan despachos económicos de carga bajo diferentes consideraciones. Primero no se considera la existencia de pérdidas y luego, en la *Tabla 2.4* sí son consideradas.

**Tabla 2.2: Costos de generación ejemplo [19]**

| Generador | c0  | a (euros/MWh) | b (euros/MWh) |
|-----------|-----|---------------|---------------|
| 1         | 100 | 20            | 0,05          |
| 2         | 200 | 25            | 0,1           |

De los datos de las unidades generadoras se observa que el generador más caro es el 2, por lo tanto, se puede deducir de esto, que la unidad 1 será la que captará la mayor demanda.

**Tabla 2.3: Despacho económico sin pérdidas ejemplo [19]**

| Resultados sin pérdidas |              |          |          |                   |                   |                   |                      |
|-------------------------|--------------|----------|----------|-------------------|-------------------|-------------------|----------------------|
| Caso                    | Demanda (MW) | Pg1 (MW) | Pg2 (MW) | CMg 1 (Euros/MWh) | CMg 2 (Euros/MWh) | CMg 3 (Euros/MWh) | Costo país (Euros/h) |
| 1                       | 250          | 200      | 50       | 30                | 30                | 30                | 6675                 |
| 2                       | 300          | 233,3    | 66,7     | 66,7              | 31,67             | 31,67             | 8217                 |

Efectivamente, como se predijo la unidad 1 en cada escenario es la que se lleva una mayor cuota de la demanda y, como se mencionó anteriormente, los costos marginales para todas las generadoras son iguales, y el costo marginal del sistema es igual a estas.

A continuación, en la *Tabla 2.4*, se muestran los resultados para el mismo ejercicio, pero con pérdidas.

**Tabla 2.4: Despacho económico con pérdidas ejemplo [19]**

| Resultados con pérdidas |              |          |          |                   |                   |                   |                      |
|-------------------------|--------------|----------|----------|-------------------|-------------------|-------------------|----------------------|
| Caso                    | Demanda (MW) | Pg1 (MW) | Pg2 (MW) | CMg 1 (Euros/MWh) | CMg 2 (Euros/MWh) | CMg 3 (Euros/MWh) | Costo país (Euros/h) |
| 1                       | 250          | 200,4    | 53,3     | 30                | 30,02             | 30,98             | 6786                 |
| 2                       | 300          | 234,4    | 70,8     | 31,72             | 32,08             | 32,92             | 8383                 |

A diferencia del caso sin consideración de pérdidas, la generación de la unidad más cara ha

aumentado su producción, además la generación total es mayor que la demanda, puesto que las pérdidas del sistema son consumo en sí mismas.

### C. Método por lista de mérito

Uno de los métodos que se realiza en la práctica es, linealizar el costo de generación de las unidades, y definir bloques horarios en donde se entregan valores de factor de penalización a lo largo del día, los cuales son dados por el coordinador eléctrico del sistema (CEN); esto con el fin de generar una lista de orden de las unidades o "lista de mérito", de tal forma de incluir límites de generación y saber que unidades despachar y en qué orden, en función de lo que se conoce como "Costo sistema".

La lista de mérito indicará cuál es la unidad que terminará marginando, por lo tanto, esta será la que entregue costo marginal del sistema.

Por otra parte, el costo país que se tendrá, no será el mínimo, pero si se tendrá el cumplimiento de los requisitos de operación de cada máquina.

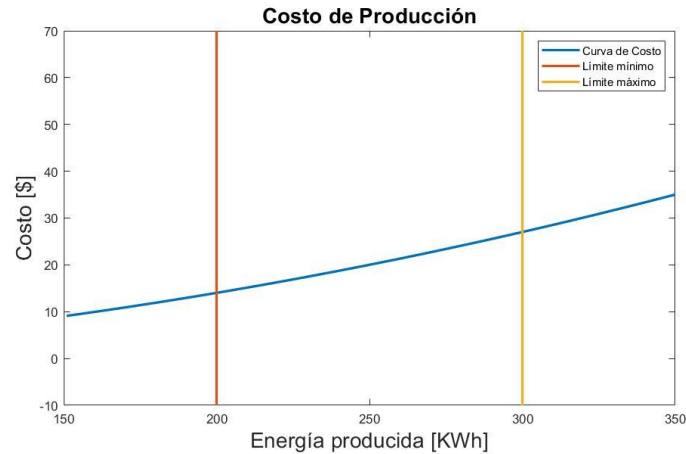
A continuación, se muestra un ejemplo de lista de mérito.

**Tabla 2.5: Lista de mérito [Elaboración propia]**

| Unidad | Costo Planta | Factor de Penalización | Costo Sistema |
|--------|--------------|------------------------|---------------|
| U1     | CP1          | 1                      | CP1           |
| U2     | CP2          | 0.9                    | 0.9*CP2       |
| U3     | CP3          | 1.01                   | 1.01*CP3      |
| U4     | CP4          | 1.3                    | 1.3*CP4       |
| U5     | CP5          | 0.8                    | 0.8*CP5       |
| U6     | CP6          | 0.9                    | 0.9*CP6       |

Donde el orden original de despacho es de la forma que se muestra en la columna "Unidad", y que viene dado por el "Costo Planta" de menor a mayor, luego de multiplicar por los factores de penalización se genera una nueva jerarquía, la cual se encuentra en la columna "Costo Sistema", dichos valores entregarán un nuevo orden de despacho.

La lista de mérito de la *Tabla 2.5* es el resultado de realizar un análisis sobre la función de costos de producción de las unidades a despachar. En la *Figura 2.5* se muestra la función de costos de una unidad generadora con límites.



**Figura 2.5: Costo de producción con límites [Elaboración propia]**

Como ya se mencionó, ya que para cada unidad existe una curva cuadrática de costos asociada, cada una de ellas agrega no linealidad al problema haciendo que su resolución sea más difícil y se requiera mayor potencia de cómputo, es por esto por lo que cada curva se puede linealizar en el rango que se encuentra entre los límites. En Chile se realiza para cada hora, y se puede linealizar la cantidad de veces que se estime necesario, quedando a potestad del generador.

Luego de linealizar cada curva, las funciones del ejemplo mostradas quedan expresadas como sigue:

$$\begin{aligned} F_1 &= b * P_1 + c \\ F_2 &= b * P_2 + c \end{aligned} \quad (2-25)$$

Así, la derivada de costos queda:

$$\begin{aligned} F_1 &= b \\ F_2 &= b \end{aligned} \quad (2-26)$$

Dichos valores son el costo planta que se encuentra en la *Tabla 2.5*, multiplicando estos valores por el costo de penalización se obtiene el costo sistema de esos generadores. Las unidades por despachar serán entonces aquellas que tengan el menor costo sistema.

#### **D. Reparto óptimo de cargas**

Uno de los casos más generales que optimiza el costo total es lo que en [19] describen como reparto óptimo de cargas. La función objetivo a minimizar son los costos totales de producción, los cuáles se denotan de la siguiente manera.

$$\sum_{i=1}^n C_i(P_{Gi}) \quad (2-27)$$

Donde  $C_i(P_{Gi})$  corresponde a la función de costos de la central  $i$ .

La función se encuentra sujeta a:

$$P_G^{min} \leq P_G \leq P_G^{max} \quad (2-28)$$

$$P_G - P_D = P(\delta) \quad (2-29)$$

$$|P_f(\delta)| \leq P_f^{max} \quad (2-30)$$

La primera ecuación de restricción se refiere a los límites inferiores y superiores de las unidades generadoras. Los límites inferiores se deben a problemas técnicos y económicos, tales como cavitación en las toberas en centrales hidráulicas, o costos fijos elevados. Los límites superiores están dados por el diseño eléctrico propio de la unidad.

La segunda ecuación es la de balance de potencia, la cual incluye las pérdidas. Estas al ser no lineales y al ser incluidas en los coeficientes de sensibilidad con respecto a  $P_{Gi}$ , complican la solución del problema. Antaño lo que se hacía era aproximar las pérdidas de la línea con un polinomio cuadrático que depende de las potencias generadas hoy en día este método ya no es muy utilizado, en su reemplazo cada vez más se opta por utilizar el cálculo numérico, en donde mediante optimizadores computacionales exactos como GAMS o el entorno de programación MATLAB, se calculan las pérdidas con técnicas de flujo de carga.

La tercera ecuación de restricción es el límite térmico en las líneas de transmisión, este se considera con el fin de no sobrecargar una línea y encontrarse con una situación que pueda significar un peligro mayor para el suministro y la red en sí misma.

### 2.3.2 Despacho de carga con minimización de pérdidas

Una función objetivo que también suele ser considerada corresponde a las pérdidas del sistema las cuáles se resumen en la siguiente ecuación.

$$P_{Pérd} = \sum_{i=1}^n P_{erd_i} \quad (2-31)$$

Sujeto a cumplir:

- Las ecuaciones de flujos de potencia
- Límite mínimos y máximos de generación  $P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{max}$
- Límites de flujo en líneas  $|P_{ij}| \leq P_{ij}^{max}$
- Voltajes mínimos y máximos en las barras  $V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max}$

Los límites de voltaje en las barras (nodos) se deben a restricciones de operación en los equipos eléctricos del sistema y de calidad de suministro eléctrico.

## 2.4. Flujo de potencia óptimo Probabilístico

El flujo de potencia óptimo probabilístico aparece cuando se considera la incertidumbre de diferentes aspectos del sistema, vale decir, variabilidad del recurso en la generación, demanda, disponibilidad de ERNC y posibilidad de contingencias en los elementos del sistema. En [4] se presenta un estudio de los flujos de potencia probabilísticos, bajo diferentes niveles de penetración de ERNC, en un sistema de 39 barras y 10 generadores.

En [6], [12] se realiza un despacho económico mediante programación lineal, no-lineal, considerando la variabilidad del recurso de centrales ERNC, y la demanda probabilística. Se realiza un análisis multiobjetivo del comportamiento de la demanda, costos marginales, costos totales de generación e indisponibilidad de ERNC.

Un despacho económico de carga se ha presentado en [7], bajo consideraciones de ERNC y vehículos eléctricos, estas variables entran al algoritmo de despacho como cantidades probabilísticas que se obtienen de la PDF que representa su disponibilidad, al sistema IEEE de 118 nodos.

Hoy por hoy es bastante común utilizar herramientas como Matlab, debido a su gran flexibilidad para ser utilizado en conjunto con otros softwares, sencillez, y rapidez. En [9] se realiza un despacho económico de carga, considerando penetración de energías renovables, utilizando el método del punto interior por medio de Fmincon del citado software, con el fin de tener rápidas simulaciones frente a la variabilidad e incertidumbre del recurso. Esto se realizó para un sistema de 8 nodos. Para el modelo de las pérdidas en el despacho económico se utiliza un polinomio como función de la generación en cada barra, al igual que en [18], [23].

En [10] se resuelve un flujo de potencia óptimo probabilístico, multiobjetivo, con penetración de energía eólica.

En [11] se realiza un flujo de potencia óptimo AC robusto, considerando diferentes niveles de penetración de energía eólica. Para sistemas de la IEEE de 14 y 118 barras.

También es bastante común utilizar herramientas especializadas en optimización como son los solvers KNITRO, MINOS y GAMS. En [12] se resuelve un OPF reactivo multiobjetivo con generación eólica. Se minimizan las pérdidas y los desvíos de voltaje en el sistema de 30 barras de la IEEE, utilizando programación AMPL en el solver KNITRO.

La *Tabla 2.6* resume los resultados del estudio referido.

**Tabla 2.6: Pérdidas mediante programación AMPL [12]**

| Velocidad del viento [m/s] | Perdidas FC [MW] | Perdidas FPO-MO [MW] / $\alpha = 1$ | Reducción de pérdidas [%] |
|----------------------------|------------------|-------------------------------------|---------------------------|
| 6                          | 15.66            | 12.51                               | 20.1%                     |
| 7                          | 14.81            | 12.01                               | 18.9%                     |
| 8                          | 13.743           | 10.67                               | 22.4%                     |
| 9                          | 11.094           | 9.25                                | 16.6%                     |
| 10                         | 10.062           | 8.30                                | 17.5%                     |
| 11                         | 9.114            | 7.73                                | 15.2%                     |
| 12                         | 8.285            | 7.54                                | 9.0%                      |
| 13                         | 8.017            | 7.54                                | 5.9%                      |
| 14                         | 8.076            | 7.54                                | 6.6%                      |

## 2.5. Discusión y Conclusiones

El flujo de potencia es una herramienta ampliamente utilizada en análisis de sistemas eléctricos de potencia con el fin de conocer el estado del sistema. Existen variados métodos y simplificaciones que se pueden realizar, esto depende principalmente de las características de la red (configuración, parámetros, entre otros) y de los objetivos que se necesiten (rápida convergencia, precisión, análisis estocástico). Principalmente se distinguen 3 métodos.

- Gauss – Seidel
- Newton Raphson
- Newton desacoplado rápido (Brian-Stott)

De estos, el Método de Newton desacoplado rápido será aplicado en el presente estudio, pues es la técnica más utilizada debido a que la red eléctrica casi en la totalidad de los escenarios que se tienen en la práctica presenta las condiciones necesarias para poder hacer las simplificaciones que justifican su utilización. Además, los cálculos se ven facilitados y se asegura una rápida convergencia.

Se presentó el OPF, el cual consiste en resolver un flujo de potencia utilizando algún método de optimización con el fin de operar el sistema en algún punto requerido. El problema de optimización reconoce alguna función objetivo, con el fin de minimizar variables de interés como pueden ser.

- Costo total de producción
- Costo total de producción con restricciones técnicas
- Emisión óptima de contaminantes (Despacho ambiental)
- Ocurrencia de fallas
- Despacho reactivo para la minimización de pérdidas activas y mejoramiento de los perfiles



de voltaje

Cuando la función objetivo es el costo total de producción, entonces se habla de un despacho económico de carga. Dicho problema puede ser resuelto bajo la consideración de diferentes criterios, principalmente pérdidas, límites de generación en las unidades y cumpliendo con las ecuaciones del flujo de potencia. Al considerar una red sin límites técnicos el problema es relativamente sencillo, las unidades más baratas se llevan la mayor cuota de suministro de energía y los costos marginales son los mismos para cada unidad. La gran diferencia que se produce al introducir las pérdidas al problema es que lo anterior podría no ser así, ya que unidades más caras podrían incluso captar una mayor demanda que unidades baratas, además los costos marginales varían para cada generador.

Por otra parte, cuando se considera la característica estocástica del sistema, vale decir, la variabilidad e incertidumbre del recurso, indisponibilidad de centrales y ocurrencia de contingencias, el OPF se convierte en un POPF (Flujo de Potencia Óptimo Probabilístico).

El POPF a considerar en la presente memoria se realizará con el fin de minimizar los costos de producción de energía bajo la restricción de las ecuaciones del flujo de potencia, considerando límites en las variables independientes, es decir, generación de potencia en las unidades y límites en los voltajes de control (Barras PV).



## Capítulo 3. Modelo de componentes

---

### 3.1. Introducción

En el presente capítulo se exponen los modelos probabilísticos de demanda, centrales ERNC, disponibilidad, centrales clásicas, líneas, transformadores, costos de operación y racionamiento, y pérdidas de la línea. Para la demanda y la generación se consideran los modelos probabilísticos más usados y que se presentan en [4], [6], [7], [10], [12] y [15] de donde se ha visto que corresponden a funciones de probabilidad PDF's conocidas y ampliamente utilizadas. De las funciones de distribución se pretende utilizar la CDF y mediante un valor aleatorio de probabilidad obtener la potencia respectiva, similar a lo descrito en [20] y [28], además, se agrega un apartado que expone la característica de indisponibilidad de centrales ERNC. Se ha visto que esta es modelada por una función de distribución de Bernoulli [6], [20].

Se presenta cuales son las contingencias más comunes en las líneas [5], [18], seguido del eventual enfoque probabilístico a utilizar en líneas y transformadores.

Los costos de operación y racionamiento son presentados como funciones cuadráticas y dependientes de la generación en cada barra [6], [18], [20], [21] y [22], para este último el coordinador eléctrico nacional realiza estudios de falla cada 4 años con el fin de establecer el costo por racionamiento.

### 3.2. Modelos

#### 3.2.1 Demanda

La naturaleza de la demanda es de carácter impredecible, y se comporta de diferente forma según el tipo de carga que se tenga. En el presente estudio se considera como si las cargas conectadas fueran de tipo comercial y residencial (ver *Figuras 3.1* y *3.2*).

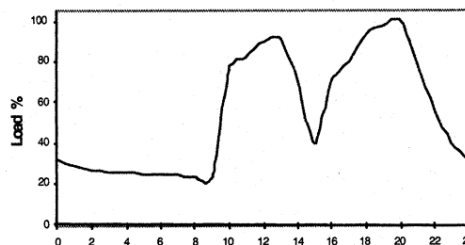


Figura 3.1: Perfil de consumo comercial [27]

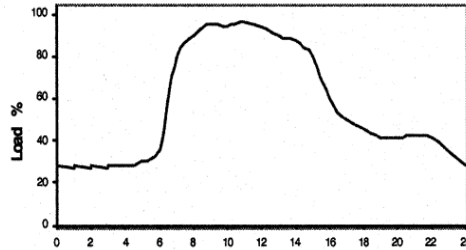


Figura 3.2: Perfil de consumo residencial [27]

Cargas comerciales y residenciales a lo largo del mundo presentan un comportamiento Gaussiano [4], [6], [20], [27] y sustentado en el teorema del límite central [26], el cual enuncia que la suma de “n” variables independientes se ajusta a este tipo de distribuciones. Si bien las cargas domésticas no son las de mayores potencias, al ser muy numerosas entregan la forma final de este tipo de comportamiento al sistema. Por lo que para poder modelar la demanda basta con utilizar el mismo tipo de distribución de probabilidad, con diferentes parámetros de media y desviación para cada una de las barras, según corresponda.

Así, la caracterización de la demanda se obtiene según la distribución de densidad normal

$$f(p) = \frac{1}{\sigma * \sqrt{2 * \pi}} * e^{-\frac{(p-\mu)^2}{2 * \sigma^2}} \quad (3-1)$$

Donde:

- $p$  es la potencia demandada
- $\sigma$  es la desviación estándar
- $\mu$  es el promedio de la potencia demandada

La CDF de la función anterior se obtiene integrando en su dominio. Esto se puede realizar con Matlab, obteniendo

$$F(p) = \frac{1}{2} * erf\left(\frac{p - \mu}{\sigma\sqrt{2}}\right) \quad (3-2)$$

Donde:

- $p$  es la potencia demandada
- $\mu$  potencia media
- $\sigma$  desviación estándar

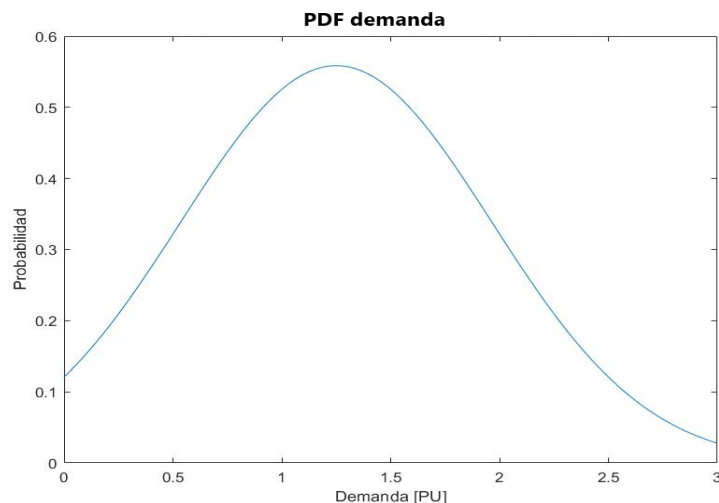
$erf$  es también conocida como la función error, se encuentra en las bibliotecas de Matlab y usualmente aparece cuando se trabaja con distribuciones. Su definición se muestra a continuación.

$$erf(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^x e^{-t^2} dt \quad (3-3)$$

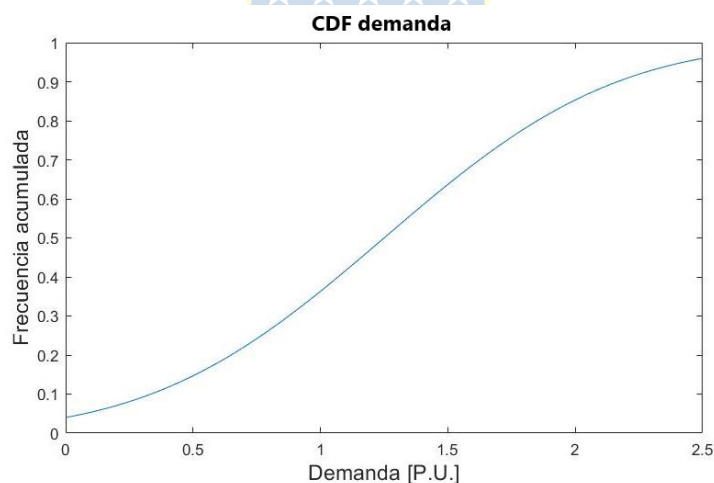
Para la ejecución del programa no es necesario colocarla explícitamente, ya que su

resolución analítica no es trivial y Matlab la calcula numéricamente, simplemente basta con usar la *Ecuación 3-2*.

Las curvas de las *Figuras 3.3 y 3.4* se crean únicamente con fines expositivos. La CDF se obtiene integrando la PDF antes mencionada.



**Figura 3.3: PDF de demanda [Elaboración propia]**



**Figura 3.4: CDF de demanda [Elaboración propia]**

### 3.2.2 Centrales Eólicas

Se denomina energía eólica a aquella que se obtiene a partir del movimiento de masas de aire por efecto de diferencias de temperatura, debido a la acción del sol.

Sus principios históricos se remontan a los antiguos egipcios, los cuales en el 5000 AC ya utilizaban la fuerza del viento para propulsar sus barcas a lo largo del río Nilo. Pequeños molinos de viento se usaban en China, Persia y Medio Oriente en el 200 AC, para bombear agua y moler granos. En el Siglo XI fue utilizado ampliamente en Europa, gracias a los mercaderes de medio

oriente principalmente, los que ayudaban a difundir nuevas técnicas [29].

Las diferentes emigraciones que se dieron desde Europa a América a fines del siglo XVIII trajeron dicha tecnología al continente, si bien la revolución industrial estaba frenando su utilización y reemplazándola por máquinas a vapor y eléctricas. Es en Norteamérica en donde los molinos de viento tuvieron su gran avance, debido a la aparición del molino multipala, de la mano del científico estadounidense Charles F. Brush. Este tipo de molinos, los cuales se usaban en su mayoría para el bombeo de agua, fueron el diseño de los actuales aerogeneradores.

Es necesario tener un modelo que permita conocer la potencia que extrae un parque eólico de acuerdo con la cantidad de recurso que se tiene en un instante dado, de tal forma que sea lo más realista posible.

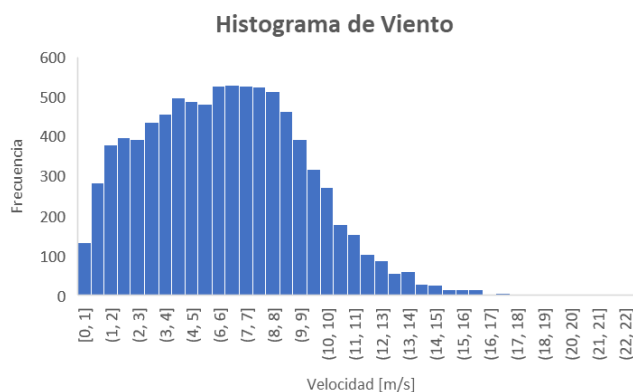
Para esto el modelo de una planta eólica contará con:

- Modelo probabilístico del recurso
- Aerogenerador
- Modelo de la barra de conexión, relativa al control de aerogeneradores

#### A. *Modelo del recurso*

De [30] se obtuvo información del perfil de viento de la zona centro sur del país, (ver *Figura 3.5*). Además, la caracterización del recurso eólico suele ser modelada por una función de distribución de Weibull, con  $k$  (factor de forma) igual a 2, también llamada función de distribución de Rayleigh [6], [7].

La *Figura 3.5*, muestra la serie de tiempo del recurso eólico.



**Figura 3.5: Histograma de viento [30]**

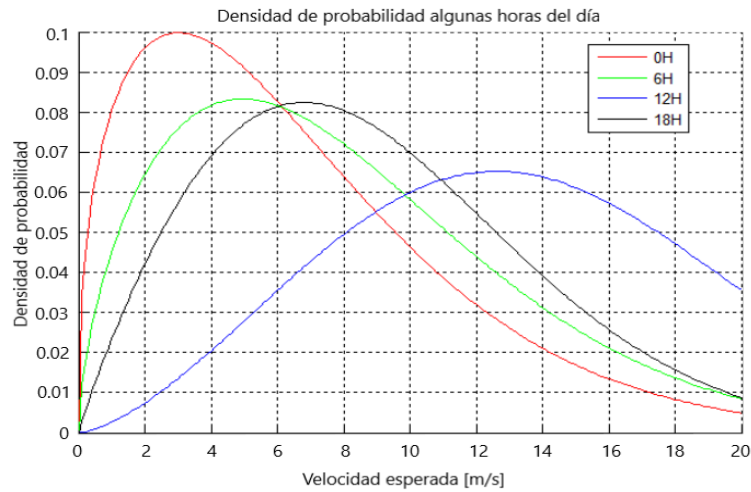
La PDF de Weibull, se presenta en la *Ecuación 3-4* a continuación.

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (3-4)$$

Donde:

- $v$  es la velocidad del viento en [m/s]
- $k$  factor de forma
- $c$  factor de escala

La *Figura 3.6* a continuación muestra algunas curvas de Weibull para diferentes horas del día



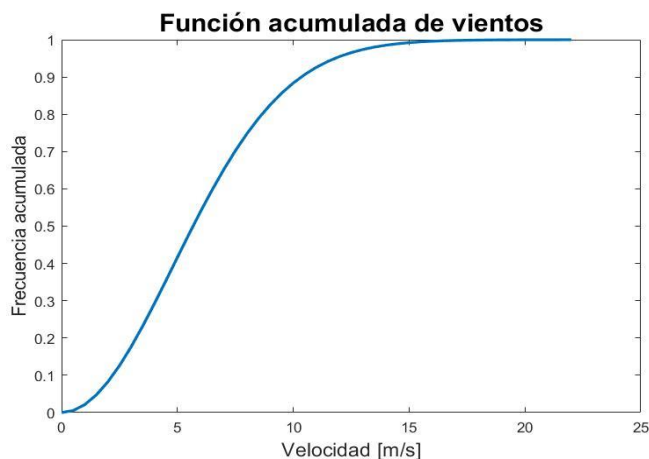
**Figura 3.6: PDF de Weibull [9]**

Por otro lado, como para la mayoría de los vientos se considera  $k=2$ , la *Ecuación 3-4* se puede expresar como sigue

$$f(v) = \frac{\pi v}{2\bar{v}^2} * e^{-\left(\frac{\pi}{4}\right) * \left(\frac{v}{\bar{v}}\right)^2} \quad (3-5)$$

La cual es aplicada en la construcción de los modelos en MATLAB.

Integrando la *Ecuación 3-5* se calcula la CDF a utilizar. Mediante valores aleatorios de probabilidad se obtiene la velocidad del viento.



**Figura 3.7: CDF recurso eólico [Elaboración propia]**

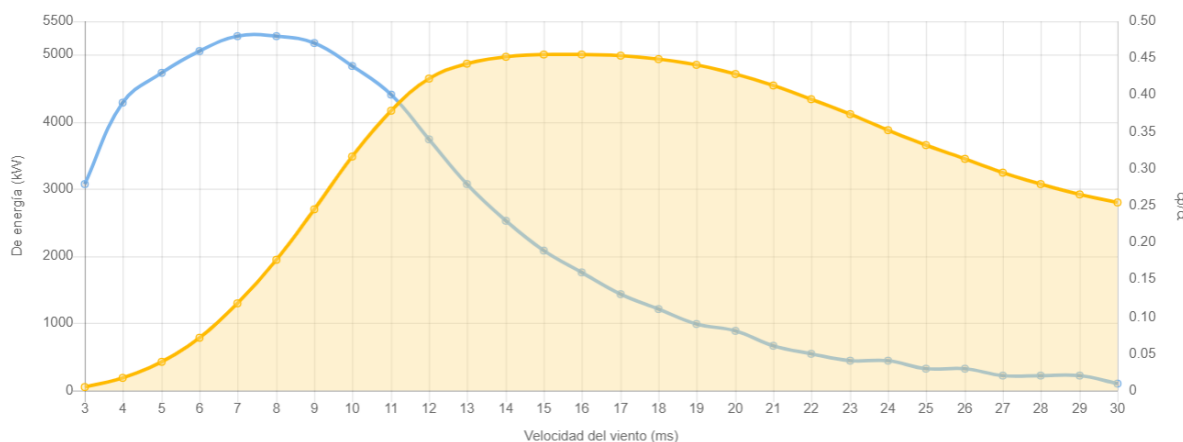
La potencia del viento extraída por un aerogenerador se define a partir de la *Ecuación 3-6*.

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \quad (3-6)$$

Donde:

- $P_v$  es la potencia que el aerogenerador logra transformar desde el aire
- $\rho$  es la densidad del aire y que varía de acuerdo con la altura
- $A$  es el área circular por la que pasa el aire
- $C_p$  coeficiente de Betz que indica la eficiencia de conversión del aerogenerador

El coeficiente de Betz varía según la velocidad de viento a la cual se encuentra expuesto el aerogenerador. Cada fabricante de aerogeneradores entrega la curva de potencia y de coeficiente de Betz respectivamente. La *Figura 3.8* corresponde a un aerogenerador GAMESA G128 [\[31\]](#).



**Figura 3.8: Curva de potencia aerogenerador GAMESA [31]**

La curva de potencia de la figura es definida por la *Ecuación 3-6*. Con los datos de la curva de Betz se puede construir un vector para 27 valores de velocidad.

Para tener generación de potencia se requiere de una velocidad mínima del viento, en el caso de la *Figura 3.8* corresponde a 3 m/s. Observar que la variación del coeficiente  $C_p$  se refleja en el aumento y disminución de la generación de potencia.

Al multiplicar la potencia de la aeroturbina por la cantidad de estas en el parque, se obtiene la potencia total a generar.

$$P_e = P_v * n^\circ \quad (3-7)$$

Donde:

- $n^\circ$  número de aerogeneradores del parque

### **B. Tipos de aerogeneradores**

Existen diferentes tipos de aerogeneradores, estos se pueden clasificar según su tipo de eje [\[32\]](#).

- Aerogeneradores de eje horizontal
- Aerogeneradores de eje vertical

Según el tipo de control de velocidad que posee la turbina eólica, en donde, dependiendo de las tecnologías disponibles de generadores, se clasifican en cuatro tipos [\[33\]](#).

- Generador eólico de velocidad fija
- Generador eólico con control de velocidad limitado
- Generador eólico de velocidad variable con convertidor de frecuencia de potencia reducida, también llamado DFIG (Double Fed Induction Generator) debido a la conexión del estator y rotor.
- Generador eólico de velocidad variable con convertidor de frecuencia de potencia elevada

De estos, los más utilizados son los aerogeneradores de eje horizontal y con configuración DFIG, principalmente debido a su mayor capacidad de generación, facilidad de implementación y control de potencia en un espectro de velocidades relativamente amplio. Para mayor detalle de los Aerogeneradores revisar Anexos C.

Las características del aerogenerador de la *Figura 3.8* presentada anteriormente se exponen a continuación.



**Tabla 3.1: Características aerogenerador GAMESA [Elaboración propia]**

| MODELO                      | GAMESA G128 |
|-----------------------------|-------------|
| VELOCIDAD DE PUNTA          | 80 m/s      |
| POTENCIA NOMINAL            | 5 MW        |
| VOLTAJE                     | 690 V       |
| VELOCIDAD DE VIENTO INICIAL | 3 m/s       |
| VELOCIDAD DE CORTE          | 27 m/s      |
| VELOCIDAD NOMINAL           | 14 m/s      |
| DIÁMETRO                    | 128 m       |

La *Tabla 3.2* expone la capacidad instalada de algunas centrales eólicas presentes en Chile, las que se consideran como base para contar con inyección eólica en la resolución de los problemas.

**Tabla 3.2: Parques eólicos en Chile**

| NOMBRE           | UBICACIÓN    | REGIÓN                 | CAPACIDAD INSTALADA<br>[MW] | N° DE<br>TURBINAS |
|------------------|--------------|------------------------|-----------------------------|-------------------|
| MALLECO          | Collipulli   | Región de la Araucanía | 273                         | -                 |
| SAN JUAN         | Freirina     | Región de Atacama      | 193                         | 56                |
| SIERRA GORDA     | Sierra Gorda | Región de Antofagasta  | 112                         | 56                |
| TALTAL           | Taltal       | Región de Antofagasta  | 99                          | 33                |
| TALINAY PONIENTE | Ovalle       | Región de Coquimbo     | 60,6                        | 32                |

### ***C. Planta eólica con configuración DFIG***

Uno de los tipos de unidades eólicas más utilizadas, es la configuración DFIG. Ésta tiene la capacidad de controlar, en la mayoría de los espectros de vientos presentes en el mundo, el torque electromagnético, la potencia activa y la reactiva [34]. En este tipo de configuración el estator de la IG se encuentra conectado directamente a la red, a diferencia del rotor que lo realiza a través de un convertidor back to back, el cual se encarga de controlar las corrientes en ese lado de la máquina.

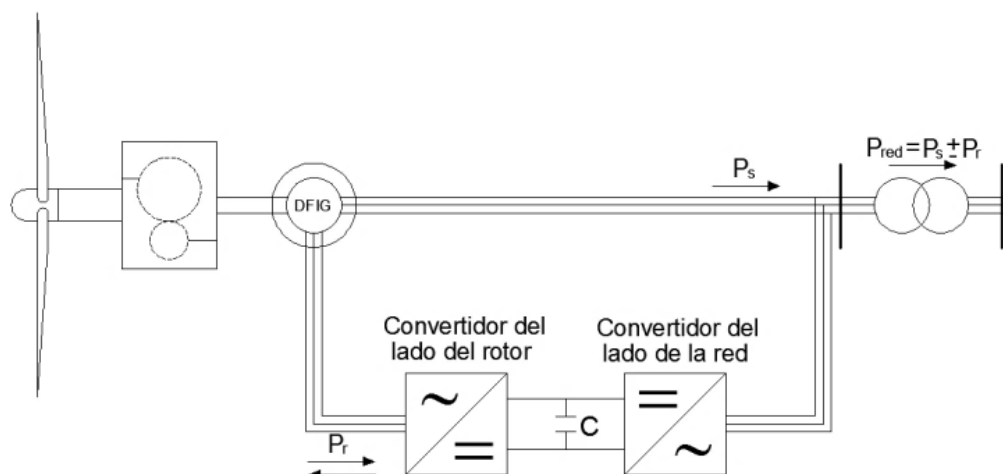


Figura 3.9: Configuración DFIG [49]

Dinámicamente la DFIG puede operar hasta un 30% sobre la velocidad sincrónica, es por esta razón que el convertidor en el lado de rotor debe ser diseñado para manejar un 30% de la potencia nominal del estator.

Cabe mencionar que, para el análisis del sistema, el convertidor en el RSC se puede modelar mediante una resistencia e impedancia equivalente.

Por otra parte, existen dos modos de operación de la DFIG, dependiendo de la velocidad del rotor.

### *A ..1 Operación supersincrónica*

Esta operación se define por la diferencia en las velocidades del rotor y el campo del estator, cuando la velocidad eléctrica del rotor se encuentra por encima de la velocidad sincrónica se dice que la máquina se encuentra operando en supersincronismo, así, el deslizamiento es negativo. Para esta operación, la potencia mecánica es entregada a la red por medio del estator y del rotor, es decir, ambas potencias son inyectadas [49].

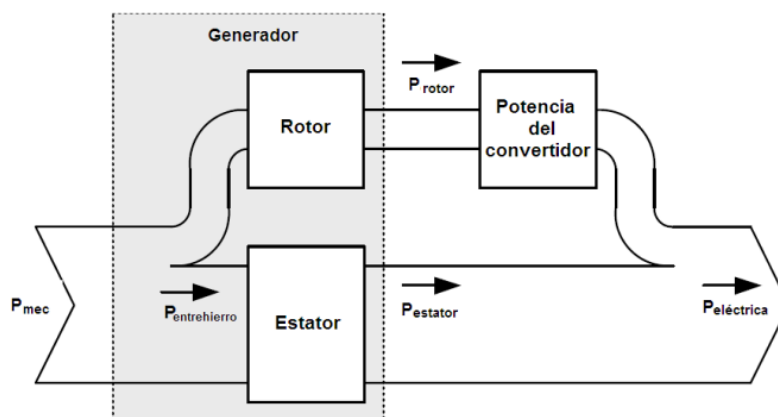


Figura 3.10: Flujo de potencia operación supersincrónica [49]

### A ..2 Operación subsincrónica

Cuando la velocidad del rotor se encuentra por debajo de la velocidad de sincronismo, la máquina se encuentra operando en subsincronismo, en cuyo caso el deslizamiento es positivo. La potencia del rotor es absorbida desde la red y el estator inyecta potencia [49].

Esto se observa en la *Figura 3.11* a continuación.

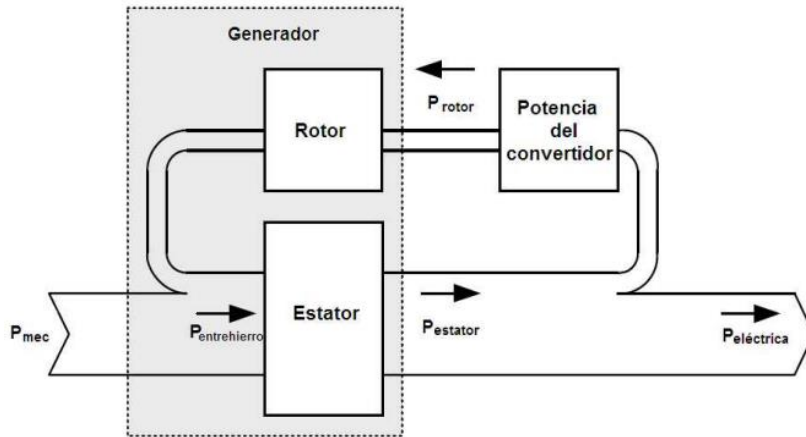


Figura 3.11: Flujo de potencia operación subsincrónica [49]

### A ..3 Transformación a sistema de referencia d/q

Para facilitar los cálculos matemáticos a la hora de realizar el control, se transforman las variables trifásicas al sistema de referencia rotacional d/q.

Este corresponde a dos ejes ortogonales que giran a la velocidad de la frecuencia del voltaje de red  $\dot{v}_s$ , el eje directo “d” el cual se alinea con la dirección del vector de voltaje de estator, y el eje de cuadratura “q”, de esta descripción se deduce que

$$v_{qs} = 0 \quad \text{y} \quad v_{ds} = v_s$$

La corriente de rotor queda expresada en función de las corrientes de cuadratura  $i_{qr}$  y de eje directo  $i_{dr}$  en el mismo, estas pueden ser controladas independientemente por medio del convertidor en el RSC [34].

$$\begin{cases} i_{dr} = -\frac{2L}{3v_{ds}L_m}P_s \\ i_{qr} = \frac{2L_s}{3v_{ds}L_m}Q_s - \frac{v_{ds}}{\omega_s L_m} \end{cases} \quad (3-8)$$

Observar que las expresiones anteriores dan a entender que, para un determinado valor de voltaje, la potencia activa y reactiva inyectada por el estator a la red, puede ser controlada manejando la corriente de eje directo y de cuadratura, respectivamente.

Así, para efectos del flujo de potencia, las centrales eólicas se pueden simular como barras

PQ, con potencia activa variable debido al recurso y reactiva muy cercana a cero.

Esto se fundamenta principalmente en que la configuración DFIG, permite controlar la potencia reactiva buscando idealmente tener nula inyección de estas potencias.

### 3.2.3 Centrales Fotovoltaicas

Las centrales fotovoltaicas producen energía eléctrica convirtiendo la radiación que llega a la Tierra desde el Sol. El Sol es un cuerpo gaseoso que se encuentra en un equilibrio térmico – gravitacional. Emite energía electromagnética desde el rango de los infrarrojos a los ultravioleta debido a reacciones físicas nucleares llamadas “fusión” en su núcleo.

#### A. Modelo del recurso solar

El recurso solar se mide en irradiancia cuya unidad de medida es la cantidad de energía electromagnética por metro cuadrado [ $W/m^2$ ], y se ve afectada por la eficiencia del panel, dentro del cual se encuentra los efectos por temperatura a la que se encuentre sometido.

De [35] se definen principalmente 3 tipos de radiación

- Global: Compuesta por la radiación directa y difusa
- Directa: Componente de radiación que no se ve afectada por los gases de la atmósfera
- Difusa: Componente de radiación que sí se ve afectada por los gases de la atmósfera

Del explorador solar del Ministerio de Energía [35] se obtienen datos históricos del país, para poder construir una base de datos de entrada del modelo probabilístico fotovoltaico, de donde se observa que a lo largo del día este sigue una distribución de la siguiente naturaleza.

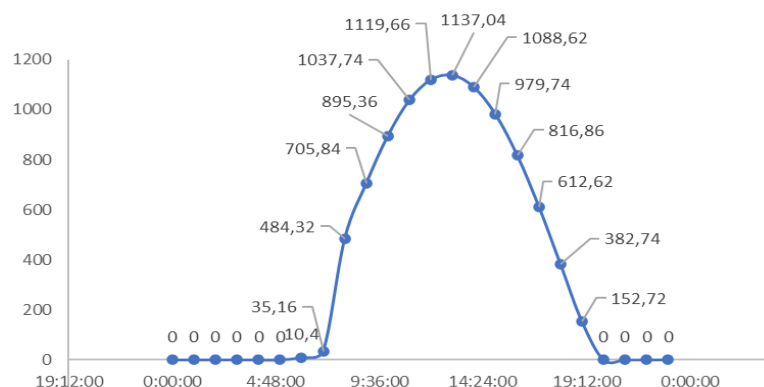


Figura 3.12: Radiación solar zona centro [35]

Se observa la serie de tiempo de la irradiancia de la Figura 3.12. Debe ponerse atención en que estas no corresponden a una función de densidad (PDF). Para la serie anterior, se puede

explicitar la desviación estándar  $\sigma$ , el valor promedio  $\mu$ , la serie de tiempo  $f$ , entre otros. En [6] se visualiza el recurso modelado mediante distribuciones de probabilidad (PDF y CDF). Allí se discute la función de distribución normal que en variadas ocasiones corresponde a parte del modelo binomial/normal que es usado regularmente, para el caso Chileno, i. e.,

$$f(G) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} * e^{-\frac{(G-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (3-9)$$


Los datos históricos que permiten crear la base de datos para la función de distribución, se obtienen de [35], estos corresponden al período de un día.

La CDF, se obtiene integrando la expresión anterior

$$F(G) = \frac{1}{2} * erf\left(\frac{G - \mu}{\sigma\sqrt{2}}\right) \quad (3-10)$$

Al escoger un valor aleatorio de probabilidad en la CDF, se encuentra la radiación asociada.

La potencia generada por un panel depende de la cantidad de radiación que incide en su área y de la eficiencia del mismo. La potencia total a generar por el parque se puede obtener de la siguiente expresión.



$$P_G(G) = \frac{\eta * A_p * G * n^\circ}{1000000} \quad (3-11)$$

Donde

- $\eta$  eficiencia del panel
- $A_p$  área del panel
- $G$  radiación directa
- $n^\circ$  número de paneles en parque fotovoltaico

Notar como la expresión anterior, se encuentra en MW.

Las curvas de la Figuras 3.12 y 3.13 se construyen con fines explicativos, estas corresponden a las funciones de distribución que se usarán más adelante.

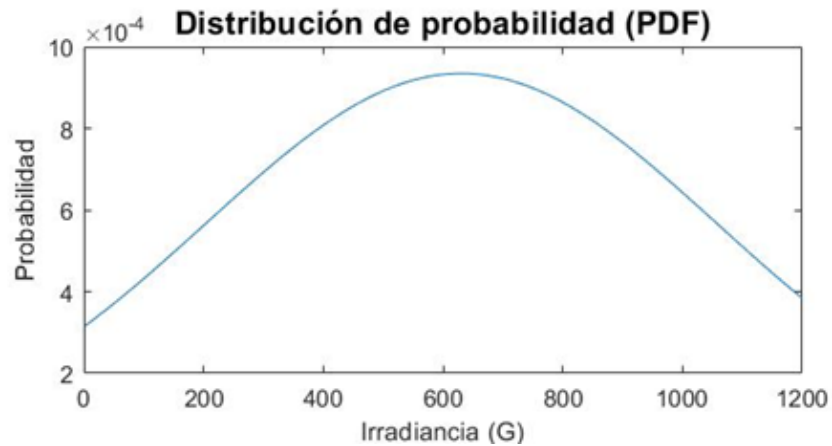


Figura 3.13: PDF recurso solar [Elaboración propia]

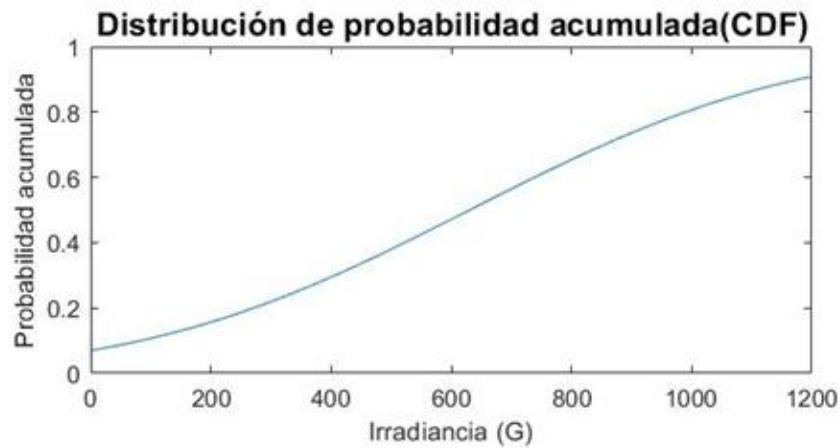


Figura 3.14: CDF recurso solar [Elaboración propia]

### B. Tipos de celdas solares

En el mercado existen diversos tipos de celdas, de estas un 90% son de Silicio, en general se clasifican como

- Monocristalino: Formada por Silicio de alta pureza son las más eficientes. Eficiencia entre 17% y 23%
- Policristalino: Baja tolerancia a la temperatura. Eficiencia de 16% máximo
- Capa fina: Eficiencia entre 7% y 13%
- Células PERC: Eficiencia entre 17% y 22%
- Módulos bifaciales: Eficiencia de 25%

La *Tabla 3.3* resume las características del módulo fotovoltaico a ser considerado

**Tabla 3.3: Características de Panel fotovoltaico [Elaboración propia]**

|                                       |                                  |
|---------------------------------------|----------------------------------|
| <b>MODELO</b>                         | A10GREEN TECHNOLOGY A10J-S72-185 |
| <b>EFICIENCIA</b>                     | 0.14                             |
| <b>ÁREA DE MÓDULO [M<sup>2</sup>]</b> | 1.3                              |

En Anexos D se presenta un listado de centrales fotovoltaicas con diferentes tipos de tecnologías de celdas, las más utilizadas son las de Silicio monocristalino, seguidas de las de película fina. La capacidad instalada de centrales fotovoltaicas a lo largo del país va desde los 20MW en pequeños parques PMGD hasta los 250 MW en grandes parques, algunas de estas se enseñan en la *Tabla 3.4*, la que se utiliza como referencia para la potencia fotovoltaica inyectada en el POPF.

**Tabla 3.4: Parques fotovoltaicos en Chile**

| <b>NOMBRE</b>            | <b>UBICACIÓN</b>    | <b>REGIÓN</b> | <b>COMPAÑÍA</b>       | <b>CAPACIDAD INSTALADA [MW]</b> |
|--------------------------|---------------------|---------------|-----------------------|---------------------------------|
| <b>CAMPOS DEL SOL</b>    | Diego de almagro    | Atacama       | Enel Generación Chile | 249,9                           |
| <b>FINIS TERRAE</b>      | María Elena         | Antofagasta   | Enel Generación Chile | 160                             |
| <b>PARQUE FV DOMEYKO</b> | Vallenar            | Antofagasta   | Enel Generación Chile | 135                             |
| <b>SOL DE LILA</b>       | Desierto de atacama | Antofagasta   | Enel Generación Chile | 155                             |
| <b>ENTRE CERROS</b>      | Portezuelo          | Ñuble         | Enel Generación Chile | 43                              |

### **C. Configuración de planta solar**

Existen diferentes topologías para la configuración interna de los módulos fotovoltaicos, estas se diferencian en eficiencia, generación de potencia, confiabilidad, robustez, costos de mantenimiento e inversión [4]. Cabe señalar que estas cuentan con inversores tipo Back to Back, dado que no se requiere de control de reactivos.

Tabla 3.5: Configuración de inversores [Elaboración propia]

| Configuración                        | Ventajas  | Desventajas  |
|--------------------------------------|---|--|
| Inversor central                     | Baja pérdida AC, robustez, bajo costo, baja confiabilidad           | Dificultad del seguimiento del punto de máxima potencia, caída de eficiencia |
| Inversores en cadena                 | Bajas pérdidas, alta confiabilidad                                  | Elevado costo de inversión y de mantenimiento                                |
| Cadenas múltiples e inversor central | Reducción de riesgo eléctrico, alta eficiencia, confiabilidad media | Elevados costos de inversión y mantenimiento                                 |

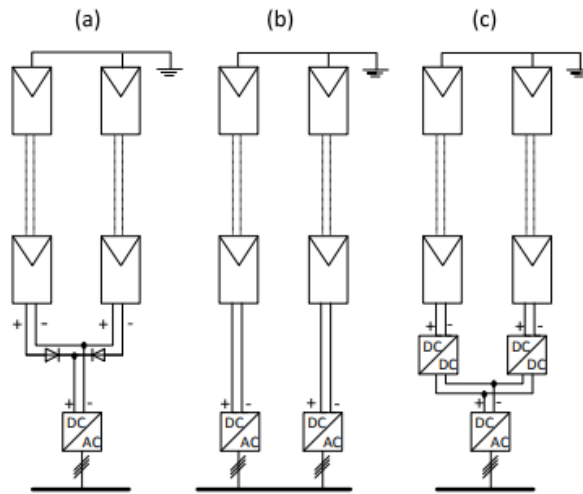


Figura 3.15: Configuración de inversores en parques fotovoltaicos [36]

La topología más utilizada es la de tipo central debido a su factibilidad, robustez y baja cantidad de inversores que se requiere, lo que impacta de sobremanera en costos de inversión más bajos. (Revisar Anexos D)

### 3.2.4 Disponibilidad

En un parque eólico/fotovoltaico, las unidades se las puede considerar como operativas o no operativas debido a indisponibilidad de recurso primario o indisponibilidades técnicas. Para efectos de simplicidad del trabajo dicha característica se considera para el parque en su totalidad. Así mediante funciones de Bernoulli se puede representar el estado del mismo como.

$$f(P) = \begin{cases} \text{Disponible} & \rightarrow \{1 & \text{si } \tau \leq P \\ \text{No disponible} & \rightarrow \{0 & \text{si } \tau > P \end{cases} \quad (3-12)$$

Donde:

- $\tau$  es la indisponibilidad del parque
- $P$  es una probabilidad aleatoria



La *Tabla 3.6* se obtiene de [44] “Informe final de estudio de costos de fallas del CNE”, presenta las indisponibilidades de diferentes tipos de centrales a lo largo del año 2021.

**Tabla 3.6: Eventos al año Chile [44]**

| Tipo Central                    | Horas [horas/año] | Frecuencia [eventos/año] |
|---------------------------------|-------------------|--------------------------|
| Embalse                         | 100               | 8                        |
| Pasada                          | 50                | 4                        |
| TV y TG                         | 200               | 12                       |
| Grupos Diésel                   | 100               | 4                        |
| Parques Eólicos y Fotovoltaicos | 10                | 8                        |

Para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) las horas de indisponibilidad en parques fotovoltaicos y eólicos son muy pocas, esto hace que se opte por tomar tasas de fallas que sean más pesimistas con respecto a sus valores históricos, con el fin de enriquecer aún más el desarrollo del problema.

### 3.2.5 Centrales clásicas

Se considera como centrales clásicas a todas aquellas de tipo térmico e hidroeléctrico. De la capacidad instalada total del SEN un 46,7% corresponde a centrales termoeléctricas a gas natural, carbón o derivados del petróleo, el resto se debe a centrales renovables, vale decir, hidroeléctricas, eólicas, solares fotovoltaicas y biomasa [38].

#### A. *Modelo del recurso térmico*

El recurso es siempre controlable y únicamente depende de la cantidad de combustible que se tenga y por lo tanto del precio mismo de este. Estos son caracterizados por modelos económicos de largo plazo. Para el caso del POPF, las centrales térmicas pueden modelarse como valores constantes, debido a la característica de corto plazo considerada.

#### B. *Modelo del recurso hídrico*

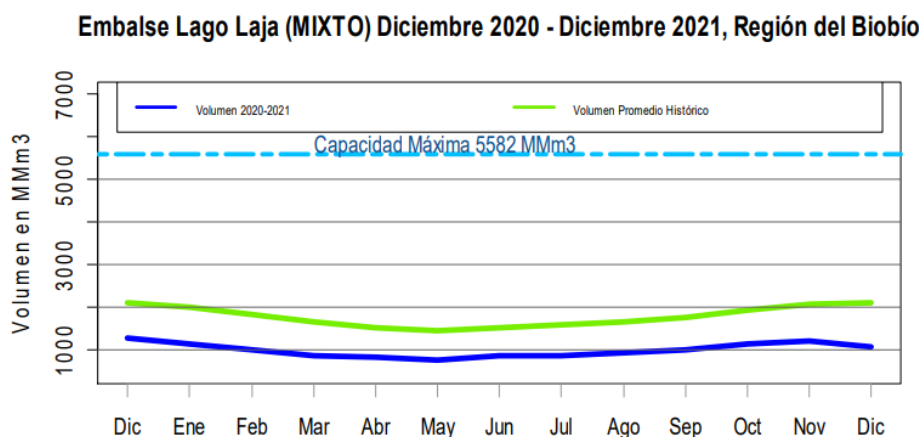
El recurso hídrico varía según el lugar de instalación, lo cual, en parte condicionará el tipo de central a utilizar. Si la central hidráulica emplazada es de pasada, el flujo utilizado será siempre el instantáneo, en cuyo caso la generación eléctrica estará sujeta a la variabilidad del caudal.

En caso de superar el máximo de capacidad de generación, se utilizan compuertas aliviadoras, las que se encargan de evacuar el excedente hídrico.

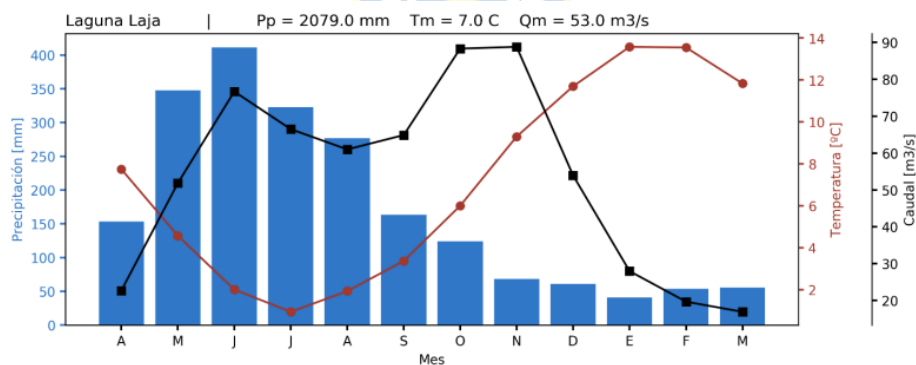
Por otra parte, si la central es de embalse, la inyección de potencia no está estrictamente

sujeta a la variabilidad del recurso, ya que este se encuentra acumulado mediante represas y, además, la capacidad del lago variará en largos períodos de tiempo (ver *Figura 3.15*).

Laguna Laja es uno de los embalses naturales más importantes de Chile, de donde se alimentan grandes centrales hidroeléctricas como El toro, Antuco y Abanico, la cantidad de volumen de agua en el embalse presenta variaciones a lo largo del año, cae en los meses de verano y, de acuerdo con las precipitaciones y el nivel de temperatura en el lugar, comienza a acumular agua en los meses de invierno (Ver *Figura 3.16*). Lo anterior depende del comportamiento del caudal de entrada, ver *Figura 3.17*.



**Figura 3.16: Ciclo de lago Laja [39]**



**Figura 3.17: Ciclo caudal lago Laja [40]**

La curva en rojo corresponde a la temperatura de la zona, el histograma representa el comportamiento de las precipitaciones y la curva en color negro es el caudal entrante, notar como desde Marzo a Agosto, las precipitaciones aumentan y las temperaturas disminuyen, lo que afecta directamente al caudal y por consecuencia al llenado de la Laguna (*Figura 3.16*), el caudal presenta una disminución en los meses de primavera debido al aumento de temperatura y la falta de lluvias, pero luego vuelve a aumentar en noviembre por acción del derretimiento de los hielos en la

cordillera.

En general, el volumen de agua de un lago se modela según la *Ecuación 3-13* [41], esta es la misma que modela un estanque y se deriva de la ecuación general de conservación de energía.

$$\dot{V} = \sum Q_{entrada} - \sum Q_{salida} \quad (3-13)$$

Dado que las centrales de embalse acumulan grandes cantidades de agua, este recurso puede ser controlado para ser utilizado cuando se requiera, esto es realizado mediante la apertura o cierre de las compuertas que suministran de caudal a las turbinas. Por supuesto, la extracción del agua se encuentra limitada por el caudal mínimo medioambiental que se impone a la central, también llamada cota inferior y por una cota superior que se debe al límite del embalse y restricciones técnicas de las unidades generadoras.

### **C. Tipo de centrales hidroeléctricas**

Existen tres categorías de centrales hidroeléctricas, estas son las de embalse, pasada y de bombeo.

#### **A ..4 Centrales de embalse**

Para la construcción de una central de este tipo se crea un embalse artificial, mediante la puesta de una represa en algún lugar estratégico con el fin de acumular el agua de los ríos afluyentes. Este tipo de plantas es de alto impacto, ya que modifica el ecosistema donde se emplaza.

En el país, las centrales de embalse son las que generan el mayor aporte energético en cuanto plantas hidroeléctricas se refiere.

Por otra parte, la central hidroeléctrica más grande del mundo se encuentra en China y corresponde a la hidroeléctrica tres gargantas, la cual consta con una capacidad instalada de 22500 MW, se encuentra emplazada en Yichang, provincia de Hubei y permite suministrar de energía eléctrica a nueve provincias y dos ciudades, incluyendo Shanghái.

#### **A ..5 Centrales de pasada**

Si bien en estas centrales no hay un gran embalse, si puede existir uno de unos pocos metros, por lo tanto, en ese sentido es menos invasiva. El flujo a la entrada y salida se mantiene constante, por lo que sólo depende del flujo instantáneo. Este tipo de centrales normalmente son emplazadas en ríos de bajo-mediano caudal.

#### **A ..6 Centrales de bombeo**

Las centrales de bombeo suelen emplazarse en lugares que permitan tener reservorios de

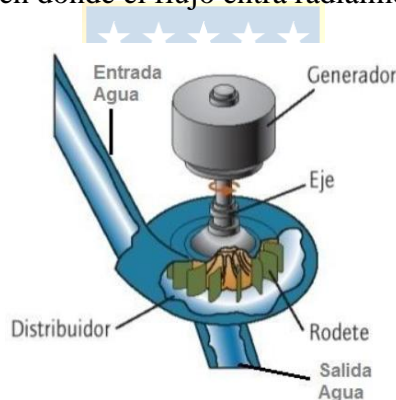
agua a diferentes niveles de altura, el agua acumulada en el embalse inferior es bombeada durante las horas de baja demanda hacia el reservorio superior. En las horas pico de demanda se utiliza la energía potencial acumulada del agua en altura, haciéndola caer para arrastrar una turbina de un generador eléctrico.

### **A ..7 Turbinas**

Las turbinas son elementos utilizados para convertir la energía cinética/potencial contenida en el agua, en energía mecánica capaz de arrastrar un generador. Principalmente se utilizan tres tipos.

#### **A ..7.1 Turbina Francis**

Son de las más utilizadas debido a su poca variación de eficiencia a lo largo de los años, y poca necesidad de mantención. Se clasifican como turbinas de reacción pues extraen la energía potencial contenida en el agua. Producen un cambio angular en el movimiento del agua, lo que se puede observar en la *Figura 3.18*, en donde el flujo entra radialmente y sale en la dirección del eje.



**Figura 3.18: Turbina Francis [50]**

#### **A ..7.2 Turbina Kaplan**

Este tipo de turbinas puede mantener altas eficiencias para variaciones de 30% el flujo nominal. Se clasifica como turbina de reacción de tipo axial. El flujo entra y sale en la misma dirección del eje, aun así, se produce un cambio en el momento angular previo a la interacción con los álabes de la turbina (Ver *Figura 3.19*).

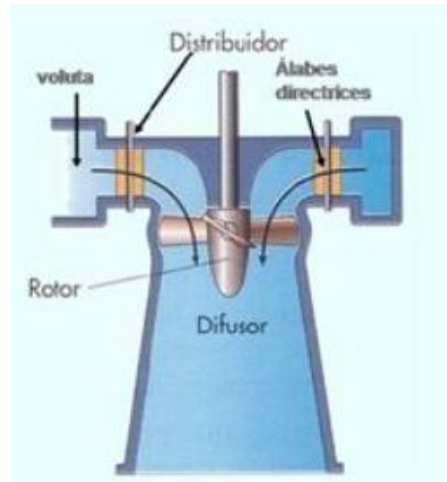


Figura 3.19: Turbina Kaplan [50]

### A ..7.3 Turbina Pelton

Es una turbina de acción tipo radial, en donde se tienen inyectores que dirigen el flujo del agua hacia las palas (Ver *Figura 3.20*), las cuales tienen forma de cuchara. La principal ventaja es su versatilidad ya que, el flujo hacia la turbina puede ser controlado, por lo que se pueden usar para diferentes niveles de altura.

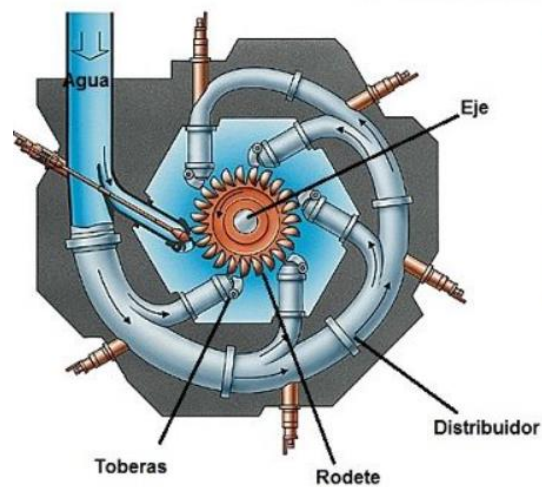


Figura 3.20: Turbina Pelton [50]

La *Tabla 3.7* a continuación, detalla el resumen de las principales características de las turbinas expuestas.

Tabla 3.7: Clasificación de turbinas

| Turbina        | Tipo     | Altura               | Caudal                                     | Eficiencia |
|----------------|----------|----------------------|--|------------|
| <b>Francis</b> | Reacción | Media (hasta 700 mt) | Bajo ( $2 - 200 \text{ mt}^3/\text{s}$ )   | 90%        |
| <b>Kaplan</b>  | Reacción | Baja (hasta 70 mt)   | Alto ( $200 - 300 \text{ mt}^3/\text{s}$ ) | 90%        |
| <b>Pelton</b>  | Acción   | Alta (hasta 1500 mt) | Bajo (hasta $60 \text{ mt}^3/\text{s}$ )   | 92%        |

### ***A ..8 Turbinas central El Toro***

La central el toro cuenta con 4 unidades de 112,5 MW cada una, con implementación de turbinas tipo Pelton, estos datos se obtuvieron en la página web de Enel Generación [42], si se desea revisar otras características de las centrales hidroeléctricas de ENEL, revisar Anexos E.

**Tabla 3.8: Unidades central El Toro**

|                        | <i>Unidad 1</i> | <i>Unidad 2</i> | <i>Unidad 3</i> | <i>Unidad 4</i> |
|------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| <b>Potencia (MW)</b>   | 112,5           | 112,5           | 112,5           | 112,5           |
| <b>Tipo de turbina</b> | Pelton          | Pelton          | Pelton          | Pelton          |

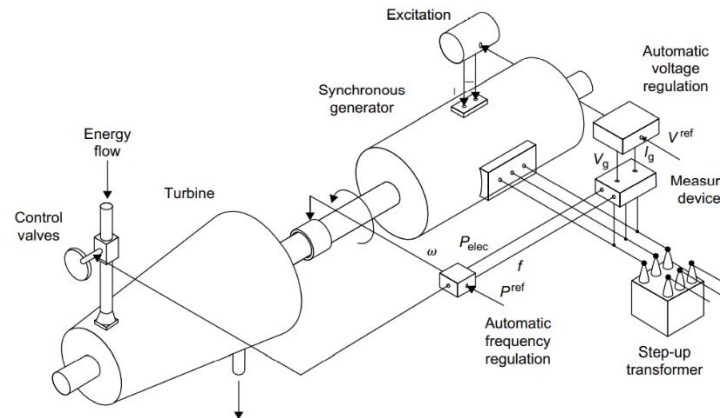
### ***D. Modelo de la planta***

En un sistema eléctrico se requiere asegurar un voltaje y frecuencia óptimos, estos son conocidos como indicadores de calidad del sistema, ya que los niveles de tensión y frecuencia que se tengan en la red influyen directamente en el funcionamiento de las cargas.

Es por esto por lo que, en cada red se tienen diversos controles asociados a dichas magnitudes, estos son realizados por transformadores cambiadores de tap's (con o sin carga), condensadores o reactancias, para poder subir o bajar la tensión respectivamente y mediante las centrales de generación de energía eléctrica. Dado que en las centrales de ERNC el recurso energético es aleatorio, la potencia inyectada es variable y presentan voltajes y frecuencias impuestos por la red, por lo tanto el control de los niveles de voltaje y frecuencia deben realizarlos centrales que puedan tener un control en el recurso primario que se utiliza, como por ejemplo, centrales térmicas e hidroeléctricas, estas últimas lo pueden hacer abriendo o cerrando las toberas, y cambiando la excitación en las unidades generadoras para controlar voltaje mediante la inyección de reactivos, de la misma forma que las centrales térmicas.

Así, para efectos del flujo de potencia, las barras en donde se encuentran conectadas las centrales hidroeléctricas se modelan como barras de tipo PV, en donde la potencia inyectada se controla mediante la manipulación del recurso primario y el voltaje mediante la excitación de la máquina, explícitamente en el programa la potencia activa será considerada como un valor fijo, seleccionados en base a los modelos de estudio y utilizando como referencia la central El Toro.

En la *Figura 3.21* se muestra el diagrama del sistema control de voltaje automático (AVR) de un generador unido a una turbina.



**Figura 3.21: Sistema de control de voltaje automático**

El diagrama forma parte de lo que se conoce como control primario, el que, es realizado por los generadores síncronos, transformadores con tomas de regulación en carga, y por las baterías de condensadores.

El objetivo es mantener la tensión en terminales, mediante la inyección de reactivos, y para ello se mide el voltaje como señal de realimentación. El horizonte temporal de actuación es de un segundo.

### 3.2.6 Líneas

Las líneas de transmisión se encuentran sujetas a acontecimientos fortuitos e imprevistos que se pueden dar por 1) Sobrecarga de la línea. 2) Acciones externas. Recibe el nombre de cortocircuito aquella en que dos o más elementos con diferencia de potencial se ponen en contacto.

En las líneas este tipo de fallas en orden descendente de ocurrencia se clasifican como

- Fase - tierra
- Fase - fase
- Fase – fase – tierra
- Trifásico

Si bien las fallas de fase a tierra son las que ocurren con mayor frecuencia, las más catastróficas son las fallas trifásicas, pues en ellas se alcanzan los mayores niveles de corriente y dejan fuera toda la línea. Este tipo de contingencias se considera dentro de la resolución del POPF, donde un elemento completo sale de operación. Al ocurrir contingencias de este tipo se disminuye la cantidad de potencia que el sistema puede suministrar, aun así, este puede seguir operando, botando cargas (deslastre) por medio de la acción de equipos EDAC, pero existen casos extremos en que no es posible, debido a que el sistema no encuentra un punto de equilibrio para su operación. Lo

anterior desencadena en estados del sistema conocidos como Blackouts, en donde áreas completas se quedan fuera de servicio.

Considerando las fallas de línea como tipo N – 1, donde solo un elemento se encuentra indisponible, el comportamiento se modela como una función de distribución de Bernoulli. Cada una de las líneas tiene una tasa de falla correspondiente, las que para efectos del estudio se consideran idénticas. El estado de operación de estas se representa por un 1 (disponible) o por un 0 (indisponible).

$$f(P) = \begin{cases} \text{Disponible} & \rightarrow \{1 & \text{si } \tau \leq P \\ \text{No disponible} & \rightarrow \{0 & \text{si } \tau > P \end{cases} \quad (3-14)$$

Donde

- $\tau$  es la tasa de falla de la línea
- P es una probabilidad aleatoria

### 3.2.7 Transformadores

Al igual que las líneas, se considera que probabilísticamente los transformadores pueden estar o no disponibles, vale decir, se modelan con la función de distribución de Bernoulli.

$$f(P) = \begin{cases} \text{Disponible} & \rightarrow \{1 & \text{si } \tau \leq P \\ \text{No disponible} & \rightarrow \{0 & \text{si } \tau > P \end{cases} \quad (3-15)$$

Donde

- $\tau$  es la tasa de falla del transformador
- P es una probabilidad aleatoria

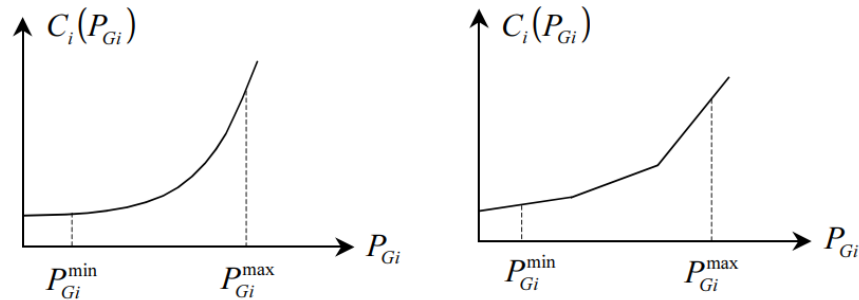
Para efectos del flujo de potencia es irrelevante si la falla ocurre en una línea o en un transformador ya que, de cualquier forma, al caer un elemento completo, no habrá flujo de potencia en la línea. Así, en adelante solo se referirá al elemento que conecta dos nodos adyacentes, pudiendo ser este una línea o un transformador.

### 3.2.8 Costos de operación

#### A. Centrales convencionales

Los costos de operación se refieren principalmente a costos de mantenimiento y de combustible: Con fines didácticos, en esta sección, estos se duplican en la curva cuadrática de la *Figura 2.4* ( ver capítulo 2.3, donde dichos costos de explotación se detallan).





**Figura 2.4: Curva de costos de unidades de generación [19]**

Recordar la función de costos de producción de la *Ecuación 2-12* del capítulo 2.3.1

$$C_i(P_{Gi}) = C_{0i} + a_i P_{Gi} + \frac{1}{2} b_i P_{Gi}^2 \quad (2-12)$$

Una de las técnicas que se realiza para tratar las curvas de costos es linealizarlas según la cantidad de tramos que se estime conveniente, quedando a criterio de los usuarios. En muchas ocasiones el problema de la optimización en el flujo de potencia se resuelve con programación lineal.

Para las centrales hidroeléctricas de embalse se cuenta con un control del recurso primario, así, los costos de operación son dados por las unidades térmicas que se ven desplazadas en el despacho de carga, por lo tanto, se modelan cuadráticamente.

Para centrales de pasada en donde el recurso presenta incertidumbre y variabilidad, el costo asociado es asignado mediante estudios detallados que consideran restricciones ambientales como por ejemplo requerimientos de caudal mínimo, proyecciones climáticas y conceptos de utilización del agua.

### **B. Centrales ERNC**

En el caso de centrales renovables como son las eólicas y solares, no se tiene un costo asociado al combustible, esto también se presenta en [6]. Debido a que el recurso primario como la radiación solar y el viento, no poseen una valorización, los costos de combustible son cero (Ver *Figura 3.23*); si bien existen costos operacionales debido a implementación de materiales como aceites, filtros, control de paneles para el seguimiento del recurso, etc, es bastante marginal comparado a lo que sería un costo por concepto de combustibles.

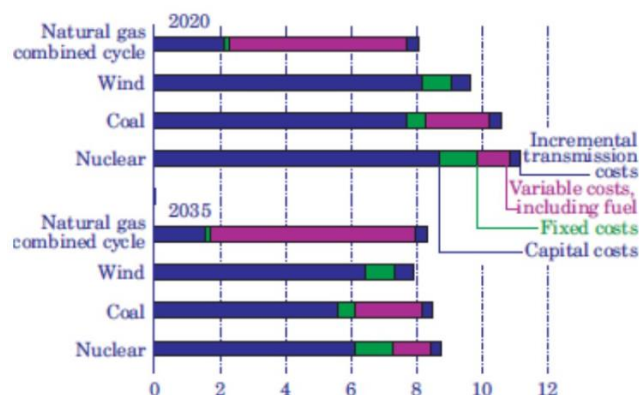


Figura 3.22: Costo de producción por tecnología [20]

En los estudios [21] y [24], en donde se resuelven despachos en tiempo real, los costos de ERNC se modelan a partir de la implementación de costos de penalización debido a la incertidumbre y variabilidad del recurso, estos fueron aplicados por la sobreestimación y subestimación de la energía primaria, lo que permite crear funciones de costos. Para el presente estudio basta con hacer las consideraciones de costos operacionales de ERNC nulos. Aun así, para interés del lector se entregan las ecuaciones de costos por incertidumbre y variabilidad del recurso en Anexos F obtenidas de [21].

### 3.2.9 Costos de racionamiento

Con respecto a la condición de racionamiento del sistema eléctrico, el decreto 51, artículo 9 de la ley de Chile, define [43]:

*“Se entenderá que el sistema eléctrico se encuentra en condición de racionamiento en un día calendario, si en cualquier barra del sistema eléctrico los aportes de potencia no son suficientes para abastecer la demanda en condiciones normales de calidad de servicio, y conforme a las disposiciones del presente decreto. En dicho caso, el costo marginal real determinado por el Coordinador corresponderá al costo de falla, según su profundidad”.*

Lo anterior puede ser debido a indisponibilidades de parques de generación, incrementos abruptos de la demanda, entre otros, lo que conlleva a un corte sectorizado del suministro de energía. En este contexto, el racionamiento es entendido en el modelo a proponer como una unidad virtual en la barra Slack, que despacha la potencia faltante para satisfacer la totalidad del consumo.

$$\sum P_{Gen} + P_r = \sum P_{Load} + P_{Loss} \quad (3-16)$$

El costo asociado a la incapacidad de poder suministrar de energía eléctrica a todas las cargas del sistema es determinada por la comisión nacional de energía (CNE), la que cada cuatro años

realiza estudios de costos de falla de corto y largo plazo, para diferentes niveles de déficit, considerando análisis del comportamiento de clientes industriales, según tamaño, actividad económica, ubicación geográfica, etc, y de clientes comerciales y residenciales mediante algoritmos que representen de manera consistente el comportamiento de dichos consumidores [44].

**Tabla 3.9: Costos de falla por profundidad de contingencia [44]**

|             | SEN        | SSMM1      | SSMM2      |
|-------------|------------|------------|------------|
| Profundidad | [US\$/MWh] | [US\$/MWh] | [US\$/MWh] |
| 0-5%        | 776,01     | 872,49     | 884,04     |
| 5-10%       | 1.129,02   | 1.130,97   | 1.151,30   |
| 10-20%      | 1.630,44   | 1.248,59   | 1.272,90   |
| Sobre 20%   | 2.223,31   | 1.421,01   | 1.451,18   |

Del estudio realizado por el CEN se define el costo de racionamiento como “*aquel costo en KWh incurrido por los usuarios al no contar con suministro eléctrico y tener que proveerlo mediante generadores, este se calcula como valor único representativo de los costos bajo diferentes niveles de profundidad*”.

Debido a la dificultad para ser calculados, es que se opta por utilizar las mismas curvas cuadráticas de las unidades generadoras, además, al ser los clientes los que satisfacen su demanda mediante generadores, el costo del combustible tendrá comportamientos similares a las funciones de las centrales clásicas.

### 3.3. Discusión y conclusiones

Se presentó la naturaleza variable del recurso energético de las ERNC y de la demanda, vis a vis de las funciones probabilísticas más utilizadas para modelarlas. Además, se analizó las diferentes configuraciones de inversores para controlar voltaje y frecuencia en terminales de las centrales.

El recurso de centrales fotovoltaicas se modela a partir de PDF's normales, con convertidores back to back, configuración central, además, la barra es considerada como PQ con P variable y Q cercano a cero.

El recurso de centrales eólicas se modela a partir de la PDF de Weibull, utilizando configuración DFIG para el aerogenerador, con, la barra considerada como PQ con P variable y Q cercano a cero.

Las centrales clásicas tienen potencias de corto plazo constantes, y se considera la potencia instalada en función de datos históricos del país y de las referencias utilizadas para la obtención de los sistemas.

La demanda se modela con una PDF normal, a partir de los datos obtenidos en las

referencias.

Para la disponibilidad de centrales, líneas y transformadores se considera la utilización de una función de Bernoulli, en donde las tasas de indisponibilidad son consideradas iguales.

Los costos de operación son considerados como nulos para las centrales ERNC y se utiliza la función de costos cuadrática para las centrales clásicas. Se presentó el concepto de operación de racionamiento, así como el costo asociado a este estado de operación, en el modelo a utilizar se considera la operación de una unidad virtual de potencia en el racionamiento, su valor en pesos viene dado por las mismas curvas de costos de las unidades generadoras.



## Capítulo 4. Modelo propuesto

---

### 4.1. Introducción

En el presente capítulo se propone un modelo de optimización de flujo de potencia, vis a vis de la aplicación de características estocásticas en el sistema eléctrico, a partir de las cuales se construye una semilla de Montecarlo, la cual no es más que el estado probabilístico del sistema eléctrico previo a la simulación del OPF. Lo anterior se resuelve en sistemas eléctricos de 4 y 12 nudos. La técnica empleada recibe el nombre de “método del gradiente” o “gradiente descendente”, la que comúnmente es utilizada en problemas de optimización. Además, esta se obtiene de los estudios realizados por Dommel y Tinney en 1968. En principio es relativamente fácil de aplicar, utilizando la técnica de multiplicadores de Lagrange se calcula el gradiente de la función objetivo sujeta a las restricciones de igualdad del flujo de potencia, el resultado entrega la dirección en que crece la función, de esta forma el negativo indica hacia donde se encuentra el mínimo.

### 4.2. Modelo propuesto

Para un sistema eléctrico de  $N$  barras, la resolución del flujo de potencia se lleva a cabo resolviendo las siguientes  $N$  ecuaciones nodales complejas.

$$V_k e^{-j\delta_k} \sum_{m=1}^N (G_{km} + jB_{km}) V_m e^{j\delta_m} = P_{est_k} - jQ_{est_k} \quad (4-1)$$

Donde se puede abreviar como:

$$P_k(V, \delta) - P_{est_k} = 0 \quad k = 1, \dots, N \quad (4-2)$$

$$Q_k(V, \delta) - Q_{est_k} = 0 \quad k = 1, \dots, N \quad (4-3)$$

Donde:

- $V_k$  magnitud de la tensión en el nodo  $k$
- $\delta_k$  ángulo de tensión en el nodo  $k$
- $G_{km} + jB_{km}$  elemento de la matriz de admitancia nodal
- $P_{est_k}, Q_{est_k}$  potencia real y reactiva neta que entra en el nodo  $k$

Cada barra se caracteriza por cuatro variables:  $P_{est_k}, Q_{est_k}, V_k, \delta_k$ , su clasificación depende de dos incógnitas. Para una explicación detallada, revisar el Capítulo 2.2.

Las variables desconocidas en cada barra del sistema se denotan como:

$$[\mathbf{x}] = \begin{bmatrix} \delta \left\{ \begin{array}{l} \text{en cada} \\ \text{nodo } P, Q \end{array} \right. \\ \delta \left\{ \begin{array}{l} \text{en cada} \\ \text{nodo } P, V \end{array} \right. \\ V \left\{ \begin{array}{l} \text{en cada} \\ \text{nodo } P, Q \end{array} \right. \end{bmatrix} \quad (4-4)$$

Además, en la red se tienen parámetros y variables de control, estas últimas se denotan con el vector  $[\mathbf{u}]$ .

La matriz  $[\mathbf{g}]$  corresponde a las ecuaciones a resolver en el flujo de potencia. En las ecuaciones de la optimización sus vectores entran como restricciones al problema, también conocidas como restricciones de igualdad. Se construye a partir de la selección de la *Ecuación 4-2* y *4-3*

$$[\mathbf{g}(x, y)] = \begin{bmatrix} Ec. (4 - 2) \left\{ \begin{array}{l} \text{para cada} \\ \text{nodo } P, Q \end{array} \right. \\ Ec. (4 - 2) \left\{ \begin{array}{l} \text{para cada} \\ \text{nodo } P, V \end{array} \right. \\ Ec. (4 - 3) \left\{ \begin{array}{l} \text{para cada} \\ \text{nodo } P, Q \end{array} \right. \end{bmatrix} \quad (4-5)$$

Con el método de Brian – Stott se puede encontrar las incógnitas del vector  $[\mathbf{x}]$  en pocas iteraciones, ya que ofrece velocidades de convergencia altas debido a la reutilización del Jacobiano en cada nuevo cálculo. Revisar el Capítulo 2.2.4, para ver en detalle el método de flujo de potencia aplicado.

La función objetivo a minimizar se define como la suma de los costos de producción de las centrales generadoras, también llamado costo país, el que define el precio de transacción del combustible en el mercado internacional.

$$f = \sum C_i(P_{Gi}) \quad (4-6)$$

La potencia en la barra Slack se debe introducir en la función objetivo como se enseña a continuación en la *Ecuación 4-7* [48]

$$P_{G1} = P_1(V, \theta) + P_{L1} \quad (4-7)$$

Utilizando la técnica de multiplicadores de Lagrange del cálculo multivariable se busca minimizar la función objetivo, con  $[\mathbf{u}]$  variables independientes.

$$\min_{[u]} f(x, u) \quad (4-8)$$

La que se encuentra sujeta a las ecuaciones de igualdad del flujo de potencia

$$g(x, u, p) = 0 \quad (4-9)$$

Por lo anterior, y al igual que como se explica en el Capítulo 2.3, la ecuación lagrangiana

queda como:

$$\mathcal{L}(x, u, p) = f(x, u) + [\lambda]^T * [g(x, u, p)] \quad (4-10)$$

Donde  $[\lambda]$  son los multiplicadores de Lagrange, “[x]” incógnitas del sistema, “[u]” parámetros o variables de control y “[p]” parámetros fijos. La *Ecuación 4-10* debe cumplir con las restricciones de primer orden de Lagrange

$$\left[ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial x} \right] = \left[ \frac{\partial f}{\partial x} \right] + \left[ \frac{\partial g}{\partial x} \right]^T * [\lambda] = 0 \quad (4-11)$$

$$\left[ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial u} \right] = \left[ \frac{\partial f}{\partial u} \right] + \left[ \frac{\partial g}{\partial u} \right]^T * [\lambda] = 0 \quad (4-12)$$

$$\left[ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} \right] = [g(x, u, p)] = 0 \quad (4-13)$$

En la *Ecuación 4-11*, la matriz  $\left[ \frac{\partial g}{\partial x} \right]$  corresponde a la jacobiana del flujo de potencia, esta es calculada una sola vez considerando desacople entre potencia activa y voltajes de barra, potencia reactiva y ángulos de barra. Los multiplicadores  $[\lambda]$  se pueden obtener de dicha ecuación. La *Ecuación 4-12* es el gradiente de la función objetivo con restricciones de igualdad provenientes del flujo de potencia. Este vector indica la dirección de crecimiento de la función estudiada, en particular, mide la sensibilidad de la función objetivo con respecto a las variaciones que se realizarán en  $[u]$ .

Con todo esto, se propone utilizar la técnica del gradiente descendente para lograr optimizar la función, ya que es uno de los esquemas más sencillos de aplicar.

A continuación, se describe el algoritmo de optimización propuesto, además, su diagrama en bloque se presenta en la *Figura 4.1*:

- 1) Se crean los parámetros, vectores, matrices de entrada.
- 2) Elegir entre sistema 1 o 2
- 3) Ingresar N° de semillas de Montecarlo
- 4) Ingresar tamaño de paso “c” del método de optimización
- 5) Generar una semilla de Montecarlo con: demanda, recurso ERNC, fallas  $N - 1$ , indisponibilidad de generadoras ERNC.
- 6) Asumir valores de potencia activa y voltajes en barras PV (variables de control  $[u]$ )
- 7) Resolver el flujo de potencia mediante el método de Newton – Raphson desacoplado rápido (Brian – Stott).

8) Resolver *Ecuación 4-11* para calcular  $[\lambda]$  como sigue a continuación

$$[\lambda] = - \left[ \frac{\partial g}{\partial x} \right]^{T-1} * \left[ \frac{\partial f}{\partial x} \right] \quad (4-14)$$

9) Aplicar  $[\lambda]$  en *Ecuación 4-15* y calcular el gradiente

$$[\nabla f] = \left[ \frac{\partial f}{\partial u} \right] + \left[ \frac{\partial g}{\partial u} \right]^T * [\lambda] \quad (4-15)$$

10) Si el gradiente alcanza un criterio de convergencia, se ha obtenido el mínimo.

11) Si lo anterior no se cumple, se debe encontrar un nuevo conjunto de las variables de control a partir de la expresión

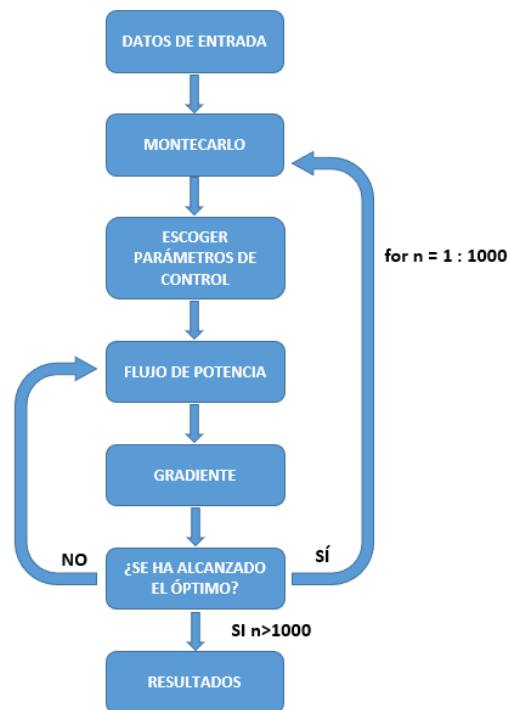
$$[u^{new}] = [u^{old}] + [\Delta u] \text{ con } [\Delta u] = -c * [\nabla f] \quad (4-16)$$

y volver al paso 7).

12) Si el número de semillas ha alcanzado el máximo indicado, termina el programa

13) En caso contrario volver al paso 5)

La *Figura 4.1* corresponde al algoritmo descrito anteriormente



**Figura 4.1: Esquema general de modelo POPF [Elaboración propia]**

Uno de los problemas al utilizar la *Ecuación 4-16*, es que un valor muy grande del factor “c” hace que el algoritmo de optimización oscile alrededor del punto que se desea alcanzar, y un valor pequeño asegura convergencia, pero en una cantidad de iteraciones mucho mayor. Existen diferentes técnicas para escoger el tamaño de paso c, basadas en técnicas derivativas/predictivas, en el presente estudio se escogen valores constantes de este.



Las variables independientes o de control  $[u]$  del sistema eléctrico, pueden ser los voltajes y potencias activas de generación en los nodos PV, ya que a partir de la excitación de las máquinas de generación y del control del recurso primario en centrales térmicas e hidroeléctricas se puede tener un control de ambas variables. En la práctica existe un rango sobre el que se realiza el control, puesto que se cuenta con límites superiores e inferiores debido a restricciones técnico/económicas en el diseño de las unidades generadoras y restricciones de diseño de los equipos de la red eléctrica.

$$[u_{min}] \leq [u] \leq [u_{max}] \quad (4-17)$$

Si el incremento  $\Delta u_i$  de la Ecuación 4-16 produce un sobrepaso en uno de sus límites,  $u_i$  se debe ajustar al límite correspondiente de acuerdo con las siguientes expresiones:

$$u_i^{new} = \begin{cases} u_i^{max}, & \text{si } u_i^{old} + \Delta u_i > u_i^{max} \\ u_i^{min}, & \text{si } u_i^{old} + \Delta u_i < u_i^{min} \\ u_i^{old} + \Delta u_i, & \text{de lo contrario} \end{cases} \quad (4-18)$$

Lo que en Matlab se aplica mediante funciones de condición, vale decir, funciones if, Switch, entre otras.

Cuando una variable de control ha alcanzado su límite, su componente en el gradiente se sigue calculando pues podría retroceder de este. Así el punto óptimo se va moviendo a lo largo del límite respectivo.

La técnica anterior aplicada a flujos de potencia probabilísticos está basada en los estudios realizados en [48] por H. W. Dommel y W. F. Tinney,

### 4.3. Discusión y conclusiones

Se presentó el esquema general del programa a utilizar para la resolución del POPF, este será resuelto para una cantidad de mil semillas de Montecarlo, para cada iteración los resultados se guardan en vectores y matrices, los que se almacenan en tablas de Matlab y Excel.

El problema será resuelto considerando:

- Programación en Matlab
- Semillas de Montecarlo con demanda y recurso renovable probabilístico, indisponibilidad de centrales ERNC, fallas de tipo N – 1
- Flujo de potencia mediante el método de Brian – Stott
- Costos de operación y racionamiento cuadráticos
- Despacho económico de potencia alterno para minimización de costos de producción
- Método de multiplicadores de Lagrange para la resolución de las ecuaciones

- Método del gradiente para minimización de la función objetivo
- Análisis de resultados probabilísticos



## Capítulo 5. Aplicaciones y análisis de resultados

### 5.1. Introducción

En este capítulo se entregan todos los parámetros (deterministas y aleatorios) y topologías de los sistemas de prueba. A éstos se aplicará el modelo propuesto de flujo de potencia óptimo estocástico. Se presentan los resultados que se obtienen para la simulación de 1000 semillas de Montecarlo. Se exponen datos de convergencia del método aplicado, resultados de generación y demanda, diagrama óptimo de Pareto y un apartado con relación a las transferencias de potencia en las líneas.

### 5.2. Datos red 1

Se consideró utilizar el diagrama de red del ejemplo 9.2 en [16], para el cual se había resuelto un flujo de potencia mediante Newton Raphson. El sistema consta de cuatro barras, dos generadores y carga en todas las barras, ver *Figura 5.1*.

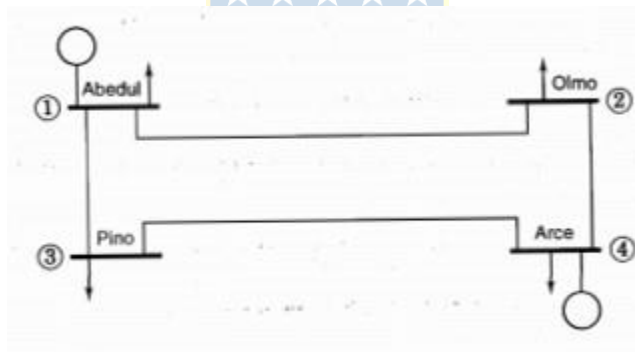


Figura 5.1: Sistema eléctrico de 4 nudos [16]

Los valores base de la red considerada son

Tabla 5.1: Valores base de sist.1

| Potencia Base | Voltaje Base |
|---------------|--------------|
| 100 MVA       | 230 KV       |

Los parámetros de línea se obtienen del mismo ejercicio. Ver *Tabla 5.2* a continuación. Se presentan las magnitudes de impedancia y capacidades de transmisión de las líneas.

Tabla 5.2: Características de red sist.1 [16]

| Línea de barra a barra | Serie Z |        | Serie Y=Z <sup>-1</sup> |            | Y/2 [PU] |
|------------------------|---------|--------|-------------------------|------------|----------|
|                        | R [PU]  | X [PU] | G [PU]                  | B [PU]     |          |
| 1-2                    | 0,01008 | 0,0504 | 3,815629                | -19,078144 | 0,05125  |
| 1-3                    | 0,00744 | 0,0372 | 5,169561                | -25,847809 | 0,03875  |
| 2-4                    | 0,00744 | 0,0372 | 5,169561                | -25,847809 | 0,03875  |
| 3-4                    | 0,01272 | 0,0636 | 3,023705                | -15,118528 | 0,06375  |

Al modelo de red eléctrica se le agregan dos centrales y demanda probabilística (Ver Figura 5.2) utilizando los datos del sistema original como base. En la Tabla 5.3 se presenta el tipo de generador que se propone para cada barra.

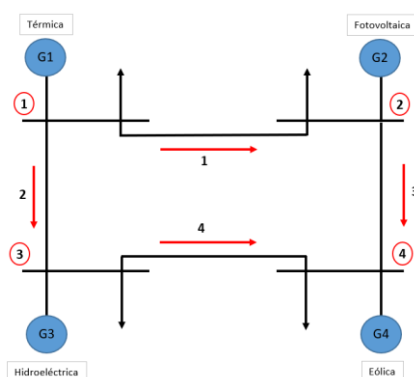


Figura 5.2: Sistema 1 [Elaboración propia]

El nodo 1 suele considerarse como el nodo Slack/Holgura en los problemas de flujo de cargas, en donde debe ser usualmente la barra que tiene la mayor capacidad de generación. A partir de ella se impone la frecuencia y voltaje del sistema, además, el racionamiento es realizado en dicho nodo.

La Tabla 5.3 presenta las potencias de generación y de demanda. Los límites de potencia de generación se fundamentan en datos históricos de potencia instalada y en los parámetros del sistema original. La demanda del sistema se considera como valores medios del consumo en cada barra.

Tabla 5.3: Características de generación sist.1 [Elaboración propia]

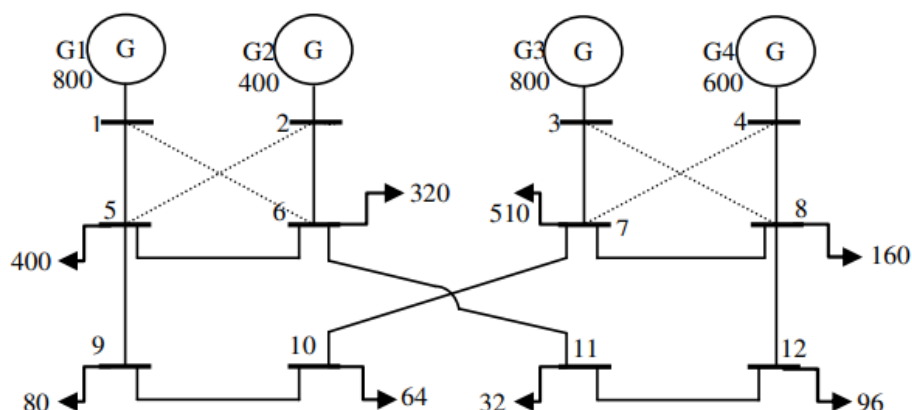
| Barra | Tipo           | Generación            |                       |                         |                         | Carga  |          | Barras Observaciones        |
|-------|----------------|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-------------------------|--------|----------|-----------------------------|
|       |                | P <sub>máx</sub> [MW] | P <sub>mín</sub> [MW] | Q <sub>máx</sub> [MVar] | Q <sub>mín</sub> [MVar] | P [MW] | Q [MVar] |                             |
| 1     | Térmica        | 300                   | 30                    | -                       | -                       | 50     | 7,5      | Barra Slack/Racionamiento   |
| 2     | Fotovoltaica   | 100                   | 10                    | 0                       | 0                       | 170    | 25,5     | Barra de carga              |
| 3     | Hidroeléctrica | 200                   | 20                    | -                       | -                       | 200    | 30       | Barra de voltaje controlado |
| 4     | Eólica         | 200                   | 20                    | 0                       | 0                       | 80     | 12       | Barra de carga              |

El nodo 1 corresponde a la holgura y referencia al sistema, nodos 2 y 4 son de tipo PQ, nodo 3 en donde se cuenta con generación hidroeléctrica es el nodo de voltaje controlado.

Las cargas reactivas son diferentes a las que se entregan en [16]. Se calcularon como un 15% del consumo de potencia activa, las que sí son iguales a las del ejemplo 9.2 de la misma referencia. Lo anterior se aplicó con el fin de considerar un factor de potencia de 0.93 para las cargas con respecto a la media de potencias.

### 5.3. Datos red 2

De [45] y [46] se obtiene el diagrama de la *Figura 5.3*, el que corresponde a un modelo del sistema escandinavo. Este consta de doce nudos, en donde la generación se encuentra en los cuatro primeros, y la demanda en los ocho restantes.



**Figura 5.3: Sistema eléctrico de 12 nudos [45]**

Las líneas que conectan los nodos 1-6, 2-5, 3-8 y 4-7, no se encuentran, en principio, en el sistema eléctrico, sino que son líneas que se proponen en el mismo texto citado. En particular, en el presente estudio, se utiliza dicha propuesta.

**Tabla 5.4: Valores base sist.2**

| Potencia Base | Voltaje Base |
|---------------|--------------|
| 100 MVA       | 230 KV       |

Los datos característicos de la red de 12 nudos se muestran en la *Tabla 5.5* a continuación, en ella se observan las magnitudes de impedancia y admitancia serie de la línea en PU y, admitancias paralelo.

Tabla 5.5: Características de red sist.2 [45]

| Línea de barra a barra                 | Serie Z |        | Serie $Y=Z^{-1}$ |          | Y en paralelo |
|--|---------|--------|------------------|----------|---------------|
|  | R [PU]  | X [PU] | G [PU]           | B [PU]   | Y/2 [PU]      |
| 5-6                                    | 0,0194  | 0,0592 | 4,9987           | -15,2538 | 0,0528        |
| 7-8                                    | 0,047   | 0,198  | 1,1349           | -4,7811  | 0,0438        |
| 1-5, 2-6, 3-7, 4-8, 1-6, 5-2, 7-4, 3-8 | 0,0039  | 0,0118 | 25,2509          | -76,4001 | 0,0106        |
| 5-9,7-10, 9-10                         | 0,0291  | 0,0864 | 3,5011           | -10,3949 | 0,0187        |
| 6-11, 8-12, 11-12                      | 0,027   | 0,1093 | 2,1301           | -8,6229  | 0,0246        |

Con respecto a los límites de potencia impuestos por las líneas, no se realizará un mayor tratamiento de estas, puesto que no es el objetivo de la memoria.

Se agregan centrales solares, eólicas e hidroeléctricas en el diagrama del sistema y se colocan en las barras 9-12, 3-4 y 6-7 respectivamente (Ver *Figura 5.6*), con el fin de utilizar una configuración diferente a la del sistema referenciado.

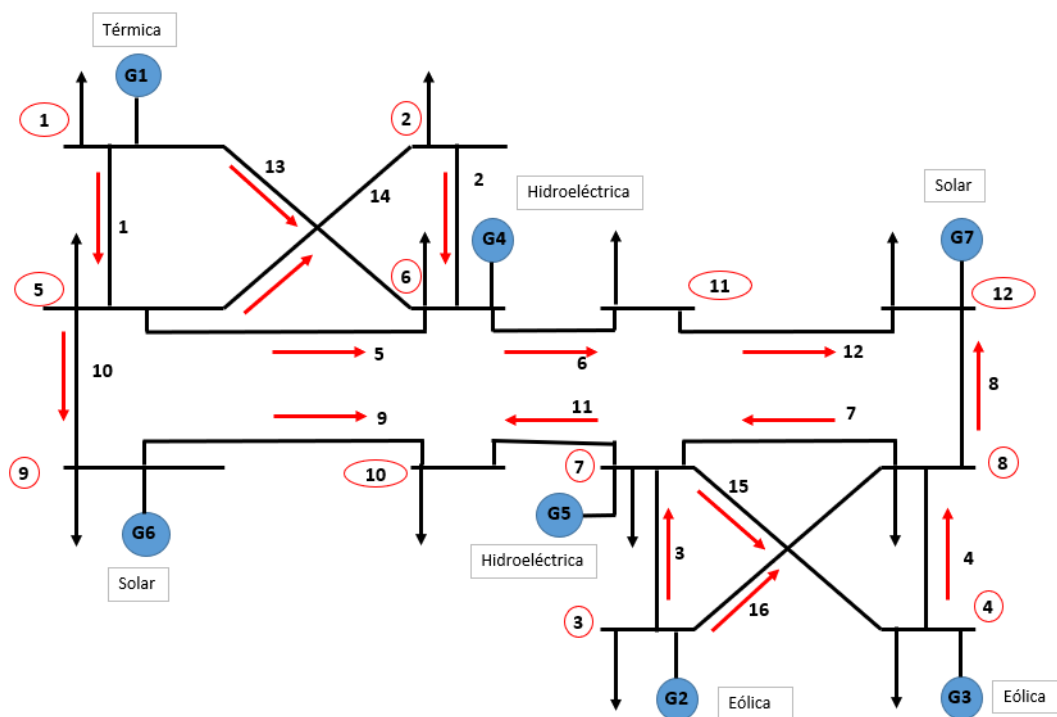


Figura 5.4: Sistema 2 [Elaboración propia]

En la *Tabla 5.6* se entregan los datos de los generadores presentes en el modelo de red de 12 nudos, se entregan las potencias activas y reactivas, máximas y mínimas.

Tabla 5.6: Características de generación sist.2 [Elaboración propia]

| Barra | Tipo           | Generación |           |             |             | Carga  |          | Observaciones               |
|-------|----------------|------------|-----------|-------------|-------------|--------|----------|-----------------------------|
|       |                | Pmáx [MW]  | Pmín [MW] | Qmáx [MVar] | Qmín [MVar] | P [MW] | Q [MVar] |                             |
| 1     | Térmica        | 500        | 50        | -           | -           | 24     | 3,6      | Barra de compensación       |
| 2     | -              | 0          | 0         | 0           | 0           | 19,2   | 2,88     | Barra de carga              |
| 3     | Eólica         | 300        | 30        | 0           | 0           | 9,6    | 1,44     | Barra de carga              |
| 4     | Eólica         | 300        | 30        | 0           | 0           | 28,8   | 4,32     | Barra de carga              |
| 5     | -              | 0          | 0         | 0           | 0           | 400    | 60       | Barra de carga              |
| 6     | Hidroeléctrica | 450        | 45        | -           | -           | 320    | 48       | Barra de voltaje controlado |
| 7     | Hidroeléctrica | 500        | 45        | -           | -           | 510    | 76,5     | Barra de voltaje controlado |
| 8     | -              | 0          | 0         | 0           | 0           | 160    | 24       | Barra de carga              |
| 9     | Solar          | 150        | 15        | 0           | 0           | 80     | 12       | Barra de carga              |
| 10    | -              | 0          | 0         | 0           | 0           | 64     | 9,6      | Barra de carga              |
| 11    | -              | 0          | 0         | 0           | 0           | 32     | 4,8      | Barra de carga              |
| 12    | Solar          | 150        | 15        | 0           | 0           | 90     | 13,5     | Barra de carga              |

Se considerará a la barra 1, como la slack, de voltaje y ángulo conocidos, además coincide al ser uno de los buses de mayor generación, la barra 6 es de voltaje controlado PV, las barras 3, 4, 9 y serán consideradas como barras PQ, con P variable y Q igual a cero. Al igual que en el sistema 1, las cargas reactivas se consideran como un 15% de la potencia activa consumida. Los límites inferiores se obtienen como un 10% de su valor máximo.

#### 5.4. Datos económicos

Los datos económicos para ambos sistemas se obtienen de [46], originalmente estos pertenecían al sistema 2 de 12 nudos, pero se consideró que al ser parte de un estudio real era un buen criterio para utilizar en el sistema 1 de cuatro nudos.

Tabla 5.7: Costos de producción sist.1 [Elaboración propia]

| Bus | a (\$/h) | b (\$/MWh) | c (\$/MW <sup>2</sup> h) |
|-----|----------|------------|--------------------------|
| 1   | 500      | 6,5        | 0,0325                   |
| 2   | 0        | 0          | 0                        |
| 3   | 240      | 5          | 0,0125                   |
| 4   | 0        | 0          | 0                        |

**Tabla 5.8: Costos de producción sist.2 [Elaboración propia]**

| Bus | a (\$/h) | b (\$/MWh) | c (\$/MW <sup>2</sup> h) |
|-----|----------|------------|--------------------------|
| 1   | 500      | 6,5        | 0,0325                   |
| 3   | 0        | 0          | 0                        |
| 4   | 0        | 0          | 0                        |
| 6   | 240      | 5          | 0,0125                   |
| 7   | 200      | 6          | 0,02                     |
| 9   | 0        | 0          | 0                        |
| 12  | 0        | 0          | 0                        |

Los costos de las centrales ERNC son considerados nulos.

El costo asociado al racionamiento, concepto que fue abordado en el capítulo 3.2.9 anteriormente, es dado por la curva de costos de los generadores.

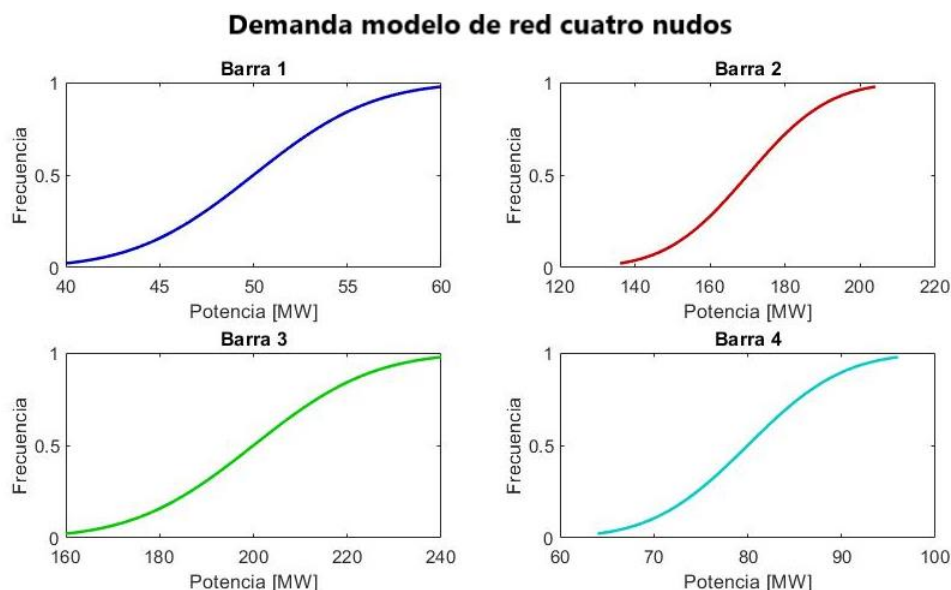
## 5.5. Datos Probabilísticos

La construcción de las funciones CDF de demanda en la red de 4 nudos, es realizada considerando como valores medios los que se consiguen del ejemplo 9.2 en [16], y considerando una curtosis de 10% para cada barra, así se construye la *Tabla 5.9*, cuyas curvas de distribución acumulada se entregan en la *Figura 5.5*.

**Tabla 5.9: Demanda sist.1 [Elaboración propia]**

| Barra | Demanda media [MW] | Desviación estándar [MW] | Tipo        |
|-------|--------------------|--------------------------|-------------|
| 1     | 50                 | 5                        | Residencial |
| 2     | 170                | 17                       | Comercial   |
| 3     | 200                | 20                       | Comercial   |
| 4     | 80                 | 8                        | Residencial |



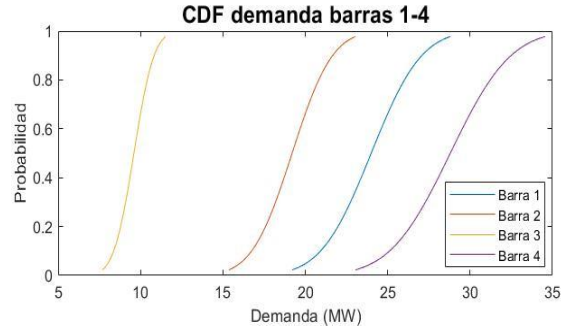


**Figura 5.5: Curvas de demanda sist.1 [Elaboración propia]**

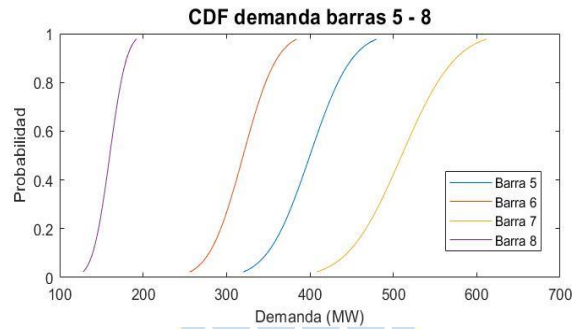
En la *Tabla 5.10*, se entrega la demanda media y su desviación estándar de cada barra en la red de 12 nudos, en el modelo original sólo se tenía consumo desde la barra 5 a la 12, en el caso del presente estudio se coloca demanda en cada una de las barras, manteniendo las del modelo original y considerando un 30% de las barras 9 – 12, para las barras 1 – 4. La desviación estándar se obtiene considerando una curtosis del 10%.

**Tabla 5.10: Demanda sist.2 [Elaboración propia]**

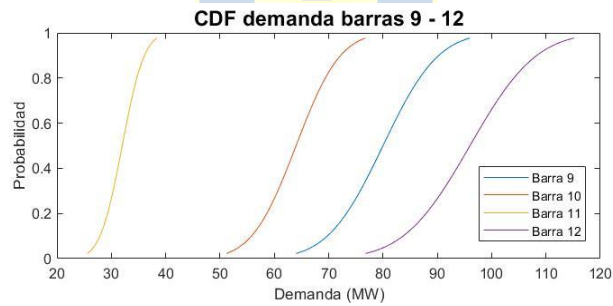
| Barra | Demanda Media [MW] | Desviación Estándar [MW] | Demanda Media [MVar] | Desviación Estándar [MVar] | Tipo        |
|-------|--------------------|--------------------------|----------------------|----------------------------|-------------|
| 1     | 24                 | 2,4                      | 3,6                  | 0,36                       | Residencial |
| 2     | 19,2               | 1,92                     | 2,88                 | 0,288                      | Residencial |
| 3     | 9,6                | 0,96                     | 1,44                 | 0,144                      | Residencial |
| 4     | 28,8               | 2,88                     | 4,32                 | 0,432                      | Residencial |
| 5     | 400                | 40                       | 60                   | 6                          | Comercial   |
| 6     | 320                | 32                       | 48                   | 4,8                        | Comercial   |
| 7     | 510                | 51                       | 76,5                 | 7,65                       | Comercial   |
| 8     | 160                | 16                       | 24                   | 2,4                        | Comercial   |
| 9     | 80                 | 8                        | 12                   | 1,2                        | Residencial |
| 10    | 64                 | 6,4                      | 9,6                  | 0,96                       | Residencial |
| 11    | 32                 | 3,2                      | 4,8                  | 0,48                       | Residencial |
| 12    | 90                 | 9                        | 13,5                 | 1,35                       | Residencial |



**Figura 5.6: Demanda sist.2 barras 1-4 [Elaboración propia]**



**Figura 5.7: Demanda sist.2 barras 5-8 [Elaboración propia]**



**Figura 5.8: Demanda sist.2 barras 9-12 [Elaboración propia]**

Del explorador eólico y solar se extraen los datos históricos de viento en la zona centro sur del país y radiación en la zona centro-norte respectivamente, para el 1 de enero de 2016. Se considera el mismo escenario para ambos modelos de red, por lo tanto, los datos horarios son los mismos.

**Tabla 5.11: Irradiancia [Elaboración propia]**

|  |         |
|--|---------|
| <b>Media [W/m<sup>2</sup>]</b>               | 630,588 |
| <b>Desviación estándar [W/m<sup>2</sup>]</b> | 426,944 |
| <b>Máximo [W/m<sup>2</sup>]</b>              | 1137,04 |

**Tabla 5.12: Viento [Elaboración propia]**

|                                  |       |
|----------------------------------|-------|
| <b>Media [m/s]</b>               | 9,88  |
| <b>Desviación estándar [m/s]</b> | 1,38  |
| <b>Máximo [m/s]</b>              | 11,56 |

En la práctica la disponibilidad de centrales ERNC es muy cercana al 100%. La tasa de indisponibilidad utilizada es de un 5% para ambos sistemas.

**Tabla 5.13: Indisponibilidad ERNC sist.1**

| <b>Barra</b> | <b>Indisponibilidad</b> |
|--------------|-------------------------|
| 2 y 4        | 0,05                    |

**Tabla 5.14: Indisponibilidad ERNC sist.2**

| <b>Barra</b> | <b>Indisponibilidad</b> |
|--------------|-------------------------|
| 3, 4, 9 y 12 | 0,05                    |

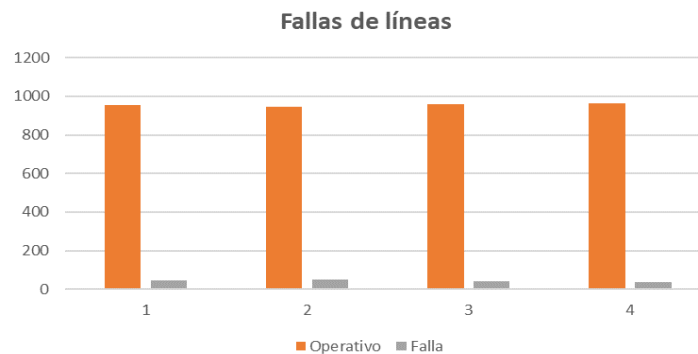
Para la contingencia de elementos de tipo N – 1, la tasa de falla es relativa a la línea y/o transformador, en donde al fallar uno de estos elementos no fluye potencia por la línea respectiva. Para ambos sistemas se considera la misma tasa de fallas, idénticas para cada elemento.

**Tabla 5.15: Contingencias N - 1 sist.1**

| <b>Elemento</b> | <b>Tasa de falla</b> |
|-----------------|----------------------|
| 1 – 4           | 0,05                 |

**Tabla 5.16: Contingencias N - 1 sist.2**

| <b>Elemento</b> | <b>Tasa de falla</b> |
|-----------------|----------------------|
| 1 – 16          | 0,05                 |



**Figura 5.9: Contingencias N - 1 sist.1 [Elaboración propia]**

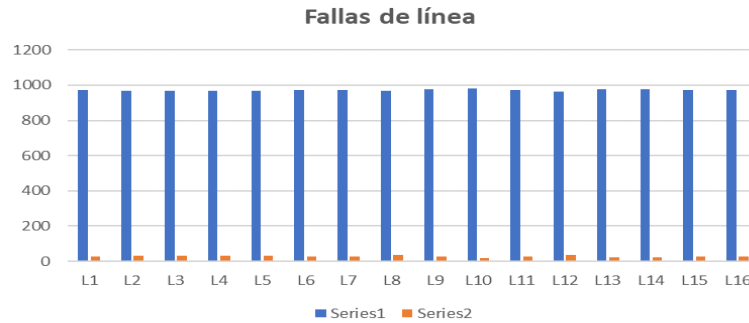


Figura 5.10: Contingencias N - 1 sist.2 [Elaboración propia]

## 5.6. Aplicaciones

### 5.6.1 Sistema 1. Simulación y análisis de resultados

La rapidez y convergencia del método del gradiente descendente depende del tamaño de paso que se escoge, para valores muy grandes el programa alcanza el óptimo en un menor tiempo, pero, además existe una mayor probabilidad de que nunca se alcance el punto óptimo y que el algoritmo oscile en torno a él (divergencia). Escogiendo valores más pequeños se asegura la convergencia pero para ello se sacrifica un mayor tiempo de operación.

Tabla 5.17: Tamaños de factor c [Elaboración propia]

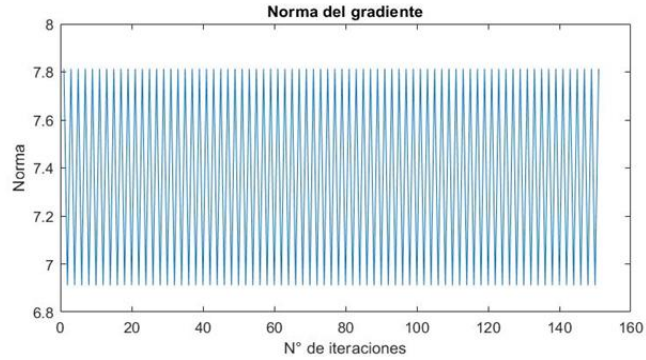
| C     | Nº de iteraciones | Frecuencia de divergencia (%) | Tiempo total (hrs) |
|-------|-------------------|-------------------------------|--------------------|
| 0,05  | 12                | 30                            | 0,4                |
| 0,025 | 23                | 13                            | 1                  |
| 0,01  | 53                | 5                             | 1,5                |
| 0,008 | 69                | 1                             | 2                  |

Para los datos entregados en la tabla se utiliza una función de condición (if) en Matlab de tal forma que si se detecta un oscilación en el método entonces se terminan las iteraciones de la semilla respectiva.

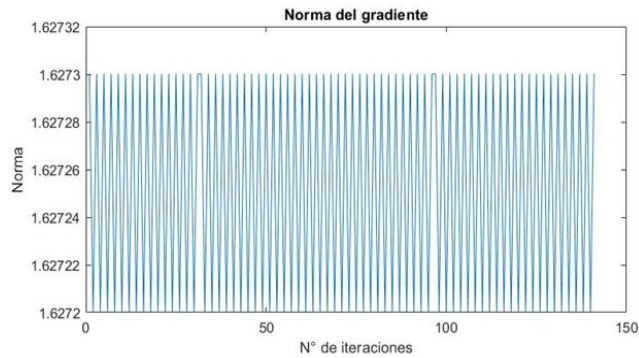
Valores de “c” de 0,05 o mayores, convergen en una cantidad promedio de 12 iteraciones, lo cual implica una cantidad de tiempo de 0,4 horas para la totalidad de las mil semillas. A pesar de la rapidez en resolución, no es suficiente, ya que en el 30% de los casos estudiados ocurren oscilaciones del método en torno al punto de optimización.

En caso contrario, cuando se escoge un tamaño de c de 0,008 la cantidad de iteraciones se multiplica por 6, lo que se traduce en un tiempo total para la resolución de las mil semillas cercano a las 1,5 horas. Aún así, esto se compensa ampliamente ya que la cantidad de veces en que ocurren

oscilaciones es cercano al 0%, además, de la *Figura 5.12*, se observa que la norma del gradiente es pequeña en comparación a las obtenidas con valores de  $c$  más grandes, lo que indicaría que el método se encuentra oscilando muy cerca del punto.



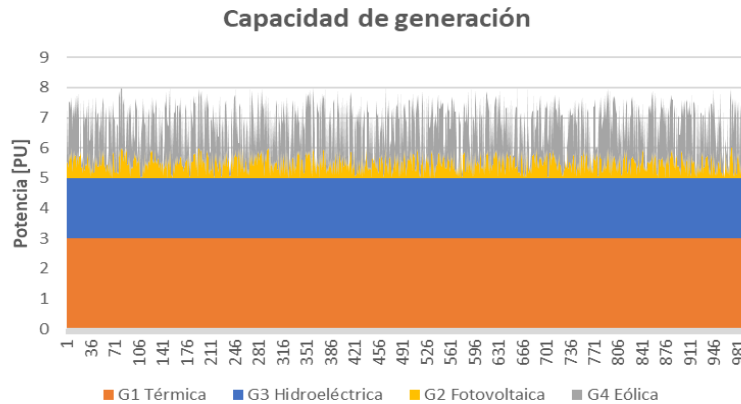
**Figura 5.11: Divergencia con  $c=0.05$**



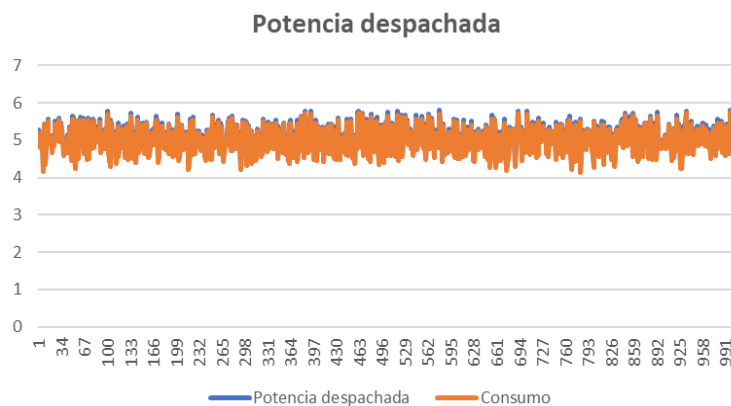
**Figura 5.12: Divergencia con  $c=0.008$**

La potencia despachada mediante el modelo de optimización incluye las pérdidas del sistema obtenidas con el flujo de potencia, de aquí que el balance siempre se cumpla (Ver *Figura 5.14*).

El carácter aleatorio de las centrales ERNC se presenta en la *Figura 5.13*

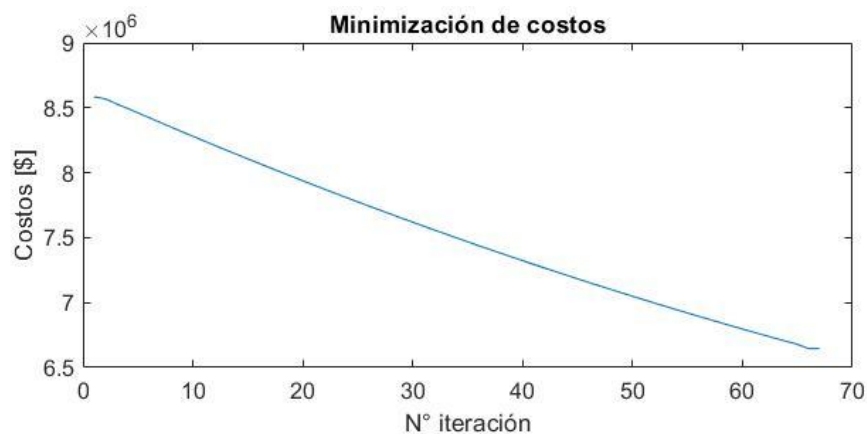


**Figura 5.13: Capacidad de generación sist.1**

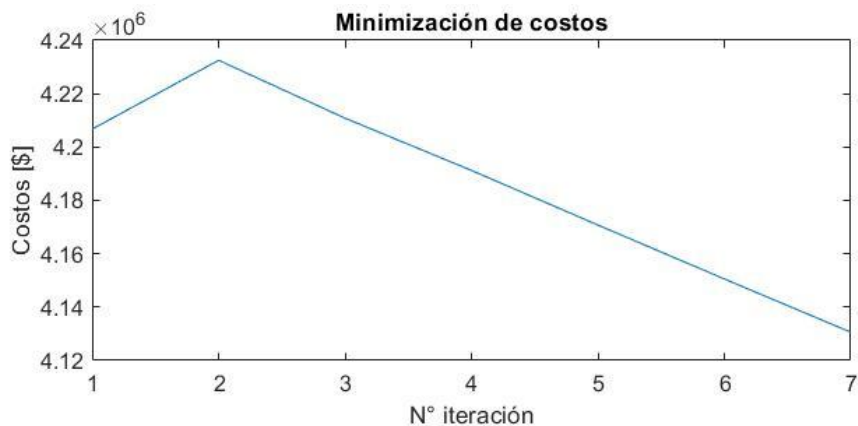


**Figura 5.14: Potencia despachada sist.1**

Utilizando el comando `randsample` se graficó la minimización de costos de dos semillas aleatorias, así, las *Figuras 5.15* y *5.16* muestran la minimización de los costos de producción de las semillas 417 y 789 respectivamente, se utilizó un tamaño de “c” de 0,008.



**Figura 5.15: Minimización de costos 1 sist.1**



**Figura 5.16: Minimización de costos 2 sist.1**

Lo anterior confirma la correcta optimización del problema y el carácter aleatorio del mismo,

En ciertos escenarios, bastan pocas iteraciones para lograr alcanzar el mínimo, en cambio para otros casos hacen falta 60 cambios en las variables de control para alcanzar el punto óptimo.

Los voltajes de la barra 3 PV donde se tienen tienden a acercarse hacia el límite superior, lo que eleva el nivel de voltaje de las demás barras. En la *Tabla 5.18* se presentan datos para cuatro semillas de Montecarlo.

**Tabla 5.18: Voltajes de nudo sist.1**

| <b>Semilla</b> | <b>200</b> | <b>400</b> | <b>600</b> | <b>800</b> |
|----------------|------------|------------|------------|------------|
| <b>V1 [PU]</b> | 1          | 1          | 1          | 1          |
| <b>V2 [PU]</b> | 1,002      | 0,996      | 0,986      | 1,008      |
| <b>V3 [PU]</b> | 1,05       | 1,038      | 1,000      | 1,05       |
| <b>V4 [PU]</b> | 1,023      | 1,008      | 0,984      | 1,029      |

Una de las predicciones teóricas del modelo es que el voltaje en barras PV debe ser mayor que en barras PQ, debido a la inyección de potencia reactiva en esas barras. Lo anterior se cumple a cabalidad en todos los escenarios.

**Tabla 5.19: Ángulos de nudo sist.1**

| <b>Semilla</b> | <b>200</b> | <b>400</b> | <b>600</b> | <b>800</b> |
|----------------|------------|------------|------------|------------|
| $\delta_1$ rad | 0          | 0          | 0          | 0          |
| $\delta_2$ rad | 0,009      | -0,05      | -0,008     | -0,07      |
| $\delta_3$ rad | 0,002      | -0,06      | -0,001     | -0,04      |
| $\delta_4$ rad | 0,03       | -0,08      | 0,01       | -0,08      |

**Tabla 5.20: Pérdidas sist.1**

| <b>Semilla</b>                 | <b>200</b> | <b>400</b> | <b>600</b> | <b>800</b> |
|--------------------------------|------------|------------|------------|------------|
| <b>Pérdidas activas [PU]</b>   | 0,022      | 0,054      | 0,020      | 0,052      |
| <b>Pérdidas reactivas [PU]</b> | -0,292     | -0,124     | -0,301     | -0,170     |

Las pérdidas reactivas son mucho mayores a las activas, esto encuentra su explicación en el efecto reactivo-capacitivo de las líneas de transmisión, las que al ser mucho mayores frente a los efectos resistivos genera pérdidas de mayor magnitud.

Tabla 5.21: Potencia inyectada sist.1

| Semilla | 200               | 400               | 600               | 800               |
|---------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| $S_1$   | $-0,538 + 0,083j$ | $2,702 + 0,086j$  | $-0,107 + 0,075j$ | $2,324 + 0,083j$  |
| $S_2$   | $-0,487 + 0,236j$ | $-0,478 + 0,215j$ | $-0,830 + 0,217j$ | $-1,148 + 0,269j$ |
| $S_3$   | $-0,093 + 0,314j$ | $-1,240 + 0,345j$ | $0,036 + 0,295j$  | $-0,255 + 0,338j$ |
| $S_4$   | $1,141 + 0,126j$  | $-0,915 + 0,137j$ | $0,920 + 0,109j$  | $-0,869 + 0,130j$ |

Para una mejor comprensión del comportamiento de los voltajes en barras PQ, se presentan los histogramas de las Figuras 5.17 y 5.18

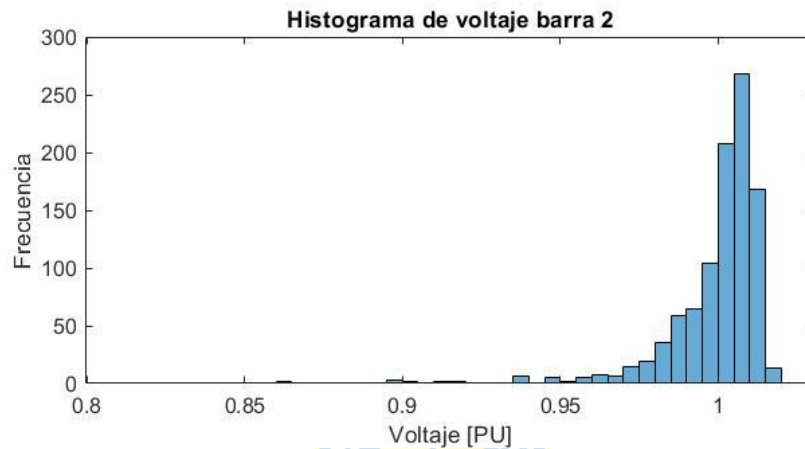


Figura 5.17: Histograma voltajes barra 2

Tabla 5.22: Voltajes barra 2 sist.1

| $\mu$  | $\sigma$ |
|--------|----------|
| 0,9986 | 0,0198   |

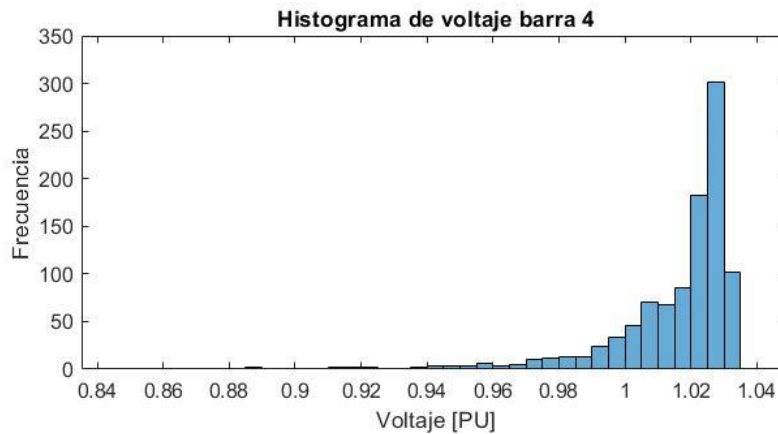


Figura 5.18: Histograma voltajes barra 4

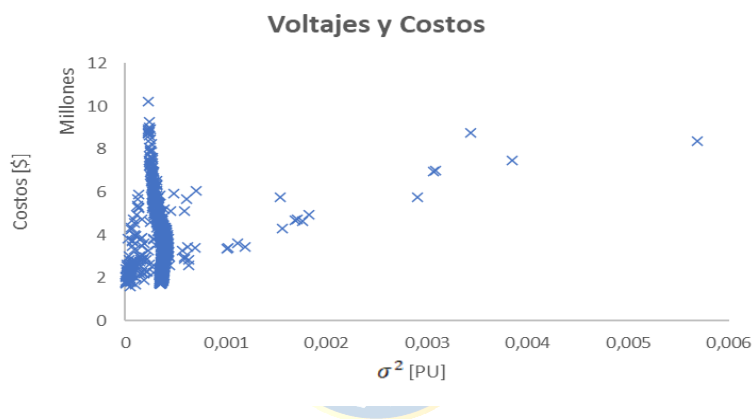


**Tabla 5.23: Voltajes barra 4 sist.1**

| $\mu$  | $\sigma$ |
|--------|----------|
| 1,0152 | 0,0211   |

A diferencia de la barra Slack que al ser la referencia del sistema presenta el mismo voltaje siempre, y de la barra PV cuyas magnitudes tienden a acercarse al límite superior, los voltajes en las barras o nodos PQ se encuentran concentrados en 1 PU aproximadamente, las desviaciones estándar son muy pequeñas, aproximadamente de 5 V, lo anterior tiene mucha relevancia, pues explica que en la mayoría de los casos se mantienen dentro de la tolerancia que se requiere en la práctica.

Para un análisis de los resultados de la función objetivo se presentan los Diagramas Óptimos de Pareto, los que permiten visualizar los puntos de optimización en los que se puede operar el sistema.



**Figura 5.19: Óptimo 1 de Pareto sist.1**

Los costos del sistema (función objetivo) en cada caso, corresponden a su óptimo posible. Lo cual no es así para los voltajes y pérdidas del sistema, ya que estos no son incluidos como un objetivo a optimizar, sino que en el caso de los voltajes y potencias de generación en barras PV, estos se consideran como restricciones del problema.

La varianza de los voltajes de barra presenta pequeñas variaciones, a diferencia de los costos de producción los que se encuentran en millones de pesos. En este sentido se podría escoger un punto de operación con el menor costo de producción sacrificando la utilización de la menor varianza de voltaje, ya que no existen diferencias notorias en estas últimas.

Otro resultado interesante a destacar son las pérdidas activas del sistema en conjunto con la varianza de los voltajes de barra. La alta cantidad de semillas entrega resultados que denotan claramente los límites de la región de Pareto, en la que cualquier punto de operación es posible, siendo los puntos óptimos aquellos que se encuentran en el contorno.

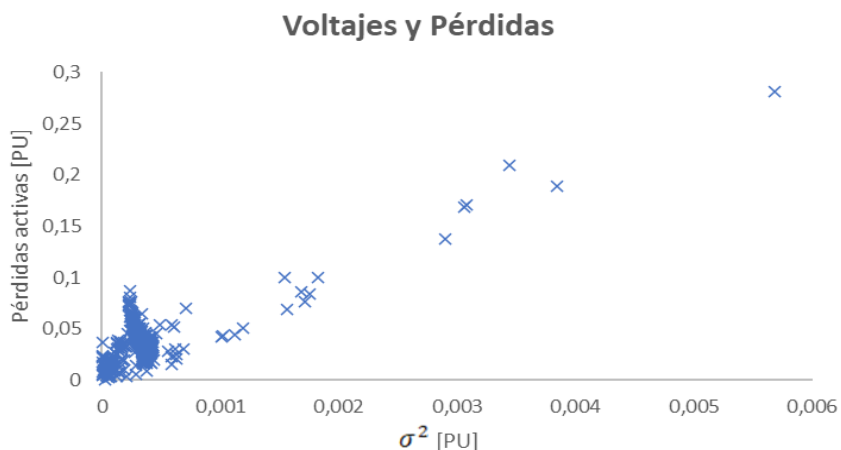


Figura 5.20: Óptimo 2 de Pareto sist.1

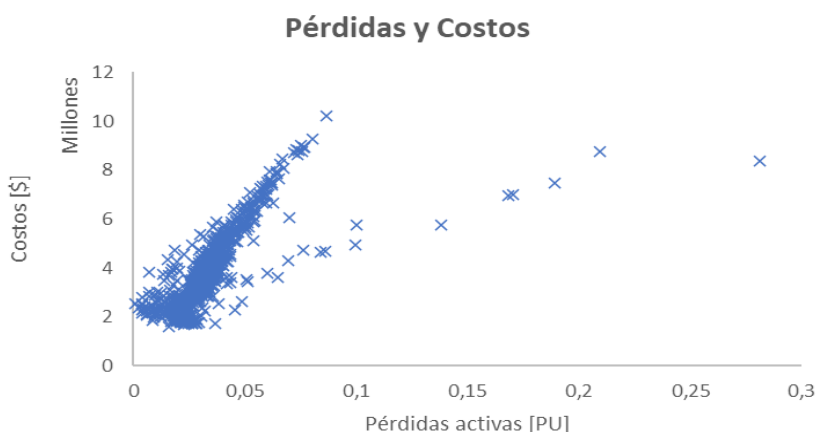


Figura 5.21: Óptimo 3 de Pareto sist.1

De la *Figura 5.21* es claro que un aumento en las pérdidas conlleva una correlación en el aumento del costo de producción, en parte debido a que estas deben ser satisfechas por alguna de las centrales clásicas.

## 5.6.2 Sistema 2. Simulación y análisis de resultados

Para las simulaciones del OPF del sistema 2 ocurre que en el 10% de los casos el flujo de potencia Brian – Stott no logra converger, en principio no hay correlación directa entre la falla de alguna línea en particular y esto. Por lo tanto, la conjetura es que la suma de la aleatoriedad del sistema hace que no se encuentre un punto de equilibrio, ya que cuando la característica estocástica no está presente no ocurren estos problemas.

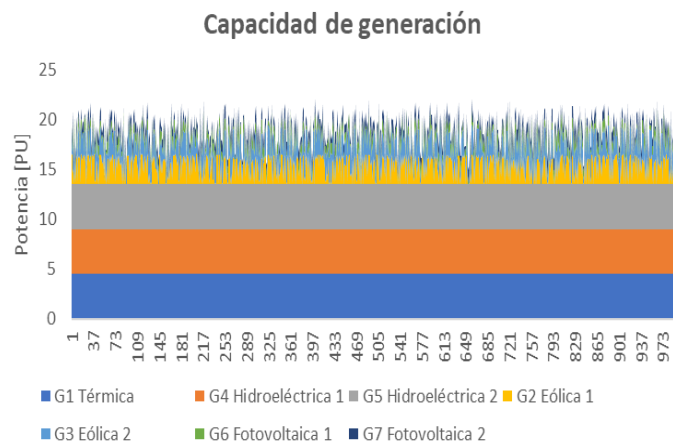
El mismo efecto de la elección del tamaño de paso se presenta en el programa del sistema 2. Al escoger valores más pequeños se asegura convergencia, pero se sacrifica una mayor cantidad de

iteraciones.

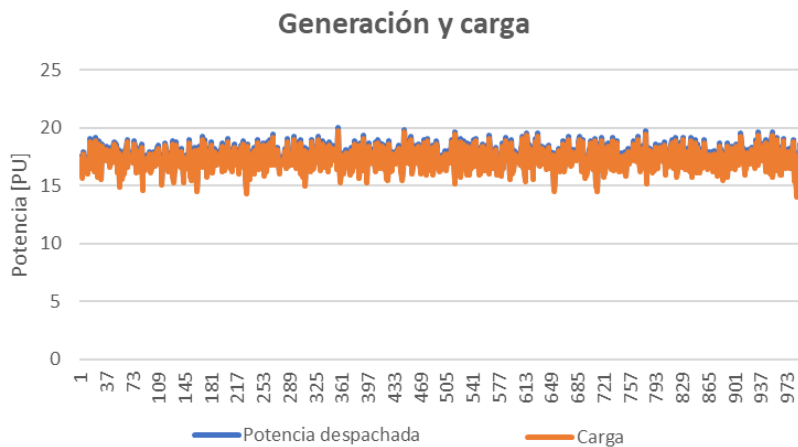
**Tabla 5.24: Tamaño del factor c**

| C     | Nº de iteraciones | Frecuencia de divergencia (%) | Tiempo total (hrs) |
|-------|-------------------|-------------------------------|--------------------|
| 0,08  | 40                | 38%                           | 5.6                |
| 0,025 | 70                | 15%                           | 8,5                |
| 0,01  | 92                | 5%                            | 17                 |

La capacidad de generación y el despacho de carga del flujo de potencia se enseñan en las Figuras 5.22 y 5.23



**Figura 5.22: Capacidad de generación sist.2**



**Figura 5.23: Potencia despachada sist.2**

La Figuras 5.24 y 5.25 muestran la minimización de costos de las semillas 367 y 802. Ambas se escogen aleatoriamente durante la compilación del programa. El tamaño de paso utilizado para ambas curvas es de 0.08.

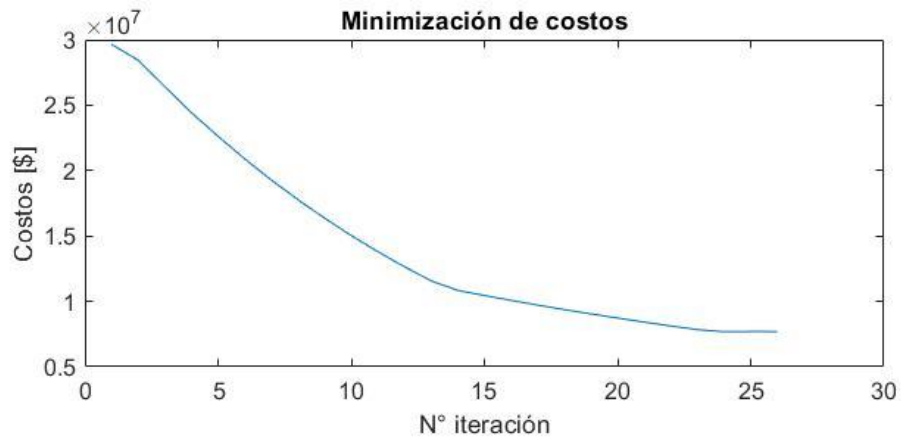


Figura 5.24: Minimización de costos 1 sist.2

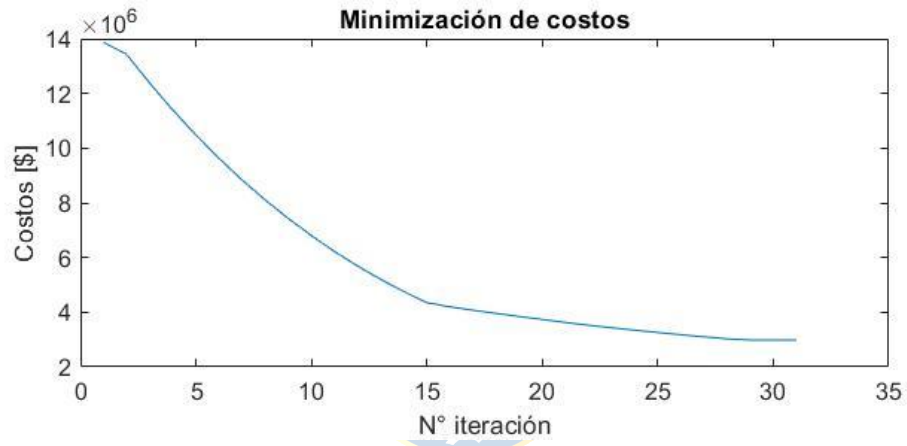


Figura 5.25: Minimización de costos 2 sist.2

Tabla 5.25: Voltajes de nudos sist.2

| Semilla       | 200    | 400    | 600    | 800    |
|---------------|--------|--------|--------|--------|
| $V_1$ [PU]    | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 |
| $V_2$ [PU]    | 1,0279 | 1,0321 | 1,0274 | 1,0299 |
| $V_3$ [PU]    | 0,9974 | 0,9541 | 1,0548 | 1,0470 |
| $V_4$ [PU]    | 0,9962 | 0,9486 | 1,0549 | 1,0487 |
| $V_5$ [PU]    | 1,0064 | 1,0160 | 1,0058 | 1,0104 |
| $V_6$ [PU]    | 1,0500 | 0,9500 | 1,0500 | 1,0500 |
| $V_7$ [PU]    | 1,0002 | 0,9694 | 1,0500 | 1,0500 |
| $V_8$ [PU]    | 0,9926 | 0,9486 | 1,0505 | 1,0443 |
| $V_9$ [PU]    | 0,9744 | 0,9780 | 0,9858 | 1,0185 |
| $V_{10}$ [PU] | 0,9734 | 0,9506 | 0,9997 | 1,0177 |
| $V_{11}$ [PU] | 1,0072 | 1,0050 | 1,0413 | 1,0450 |
| $V_{12}$ [PU] | 0,9819 | 0,9692 | 1,0450 | 1,0478 |

Tabla 5.26: Ángulos de nudo sist.2

| Semilla       | 200     | 400     | 600     | 800     |
|---------------|---------|---------|---------|---------|
| $\delta_1$    | 0       | 0       | 0       | 0       |
| $\delta_2$    | -0.0402 | -0.0844 | -0.0232 | -0.0297 |
| $\delta_3$    | -0.2380 | -0.1671 | 0.1701  | -0.1943 |
| $\delta_4$    | -0.2410 | -0.1844 | 0.1708  | -0.1891 |
| $\delta_5$    | -0.0450 | -0.1128 | -0.0319 | -0.0344 |
| $\delta_6$    | -0.0338 | -0.0548 | -0.0127 | -0.0235 |
| $\delta_7$    | -0.2366 | -0.1819 | 0.1540  | -0.1934 |
| $\delta_8$    | -0.2473 | -0.1835 | 0.1599  | -0.1944 |
| $\delta_9$    | -0.1581 | -0.1545 | -0.0308 | -0.0676 |
| $\delta_{10}$ | -0.2261 | -0.1978 | 0.0350  | -0.1616 |
| $\delta_{11}$ | -0.1466 | -0.1158 | 0.0373  | -0.0669 |
| $\delta_{12}$ | -0.2346 | -0.1504 | 0.1197  | -0.0805 |

Tabla 5.27: Potencia inyectada en nudos sist.2

| Semilla  | 200              | 400             | 600             | 800             |
|----------|------------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| $S_1$    | 4,78 - 6,250j    | 3,170 - 5,162j  | 2,069 - 5,381j  | 3,040 - 6,069j  |
| $S_2$    | -0,153 - 0,023j  | -0,194 - 0,029j | -0,200 - 0,030j | -0,155 - 0,023j |
| $S_3$    | 0,660 - 0,015j   | 2,385 - 0,012j  | 2,468 - 0,015j  | -0,082 - 0,012j |
| $S_4$    | 0,1554 - 0,0457j | -0,267 - 0,040j | 2,604 - 0,036j  | 0,882 - 0,038j  |
| $S_5$    | -3,313 - 0,497j  | -3,216 - 0,482j | -3,991 - 0,598j | -3,297 - 0,494j |
| $S_6$    | 1,2806 + 7,277j  | 1,694 + 6,686j  | 1,862 + 6,593j  | 1,306 + 6,524j  |
| $S_7$    | 0,655 + 0,517j   | -0,718 - 0,031j | -1,537 + 0,270j | -0,358 + 0,851j |
| $S_8$    | -1,532 - 0,229j  | -1,506 - 0,225j | -1,583 - 0,237j | -1,706 - 0,256j |
| $S_9$    | -0,556 - 0,099j  | -0,041 - 0,120j | -0,773 - 0,138j | 0,7050 - 0,112j |
| $S_{10}$ | -0,649 - 0,097j  | -0,654 - 0,098j | -0,713 - 0,107j | -0,757 - 0,113j |
| $S_{11}$ | -0,2909 - 0,043j | -0,278 - 0,041j | -0,316 - 0,047j | -0,297 - 0,044j |
| $S_{12}$ | -0,7104 - 0,158j | -0,057 - 0,157j | 0,397 - 0,125j  | 0,972 - 0,167j  |

Tabla 5.28: Pérdidas sist.2

| Semilla            | 200   | 400   | 600   | 800   |
|--------------------|-------|-------|-------|-------|
| Pérdidas Activas   | 0,303 | 0,280 | 0,257 | 0,222 |
| Pérdidas Reactivas | 0,334 | 0,285 | 0,144 | 0,043 |

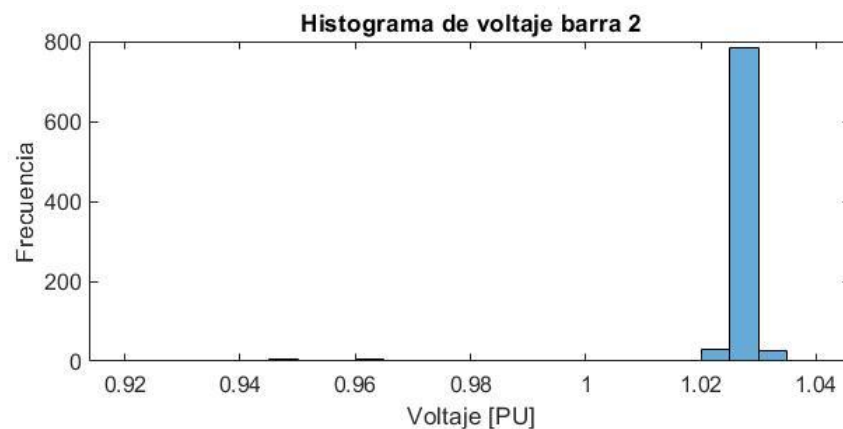
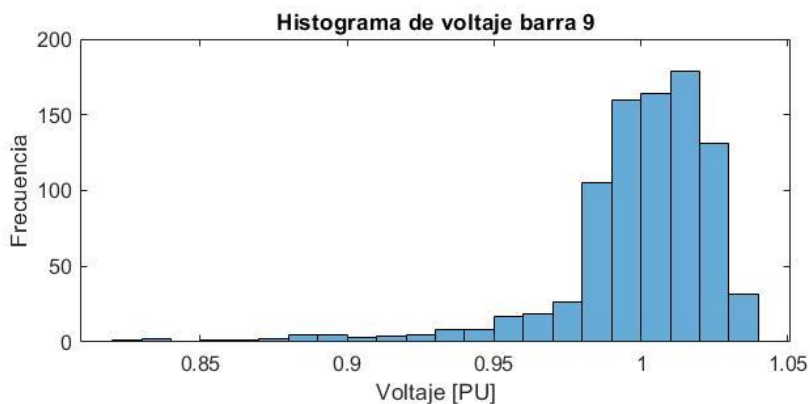


Figura 5.26: Histograma voltaje barra 2

**Tabla 5.29: Medidas de tendencia barra 2**

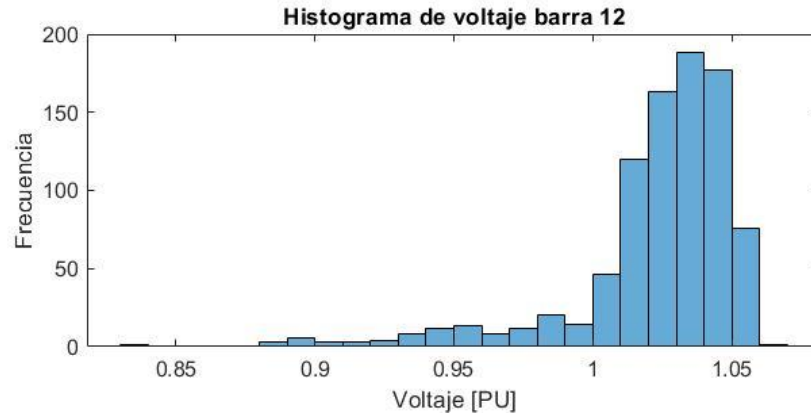
| $\mu$ | $\sigma$ |
|-------|----------|
| 1,025 | 0,014    |

Es de esperar que el perfil de voltaje en barras aledañas a los nodos PV (6 y 7) se encuentren dentro del rango permitido en la práctica, puesto que el límite de voltaje se aplica en todas las barras PV. La desviación estándar es bastante pequeña, en magnitudes reales es de aproximadamente 3 [V], considerando la base usada de 230 KV.

**Figura 5.27: Histograma voltaje barra 9****Tabla 5.30: Medidas de tendencia barra 9**

| $\mu$ | $\sigma$ |
|-------|----------|
| 0,999 | 0,014    |

Notar como, en comparación al caso anterior, los voltajes de barra se encuentran más dispersos, un claro reflejo de la variación del voltaje en barras PQ, en este caso debido al seguimiento del máximo punto de generación en centrales ERNC. Aun así, el perfil es bastante bueno, pues se mantiene por encima de 0.95 y debajo de 1.05. Lo anterior también ocurre en la barra 12, en donde se tiene el segundo parque fotovoltaico.

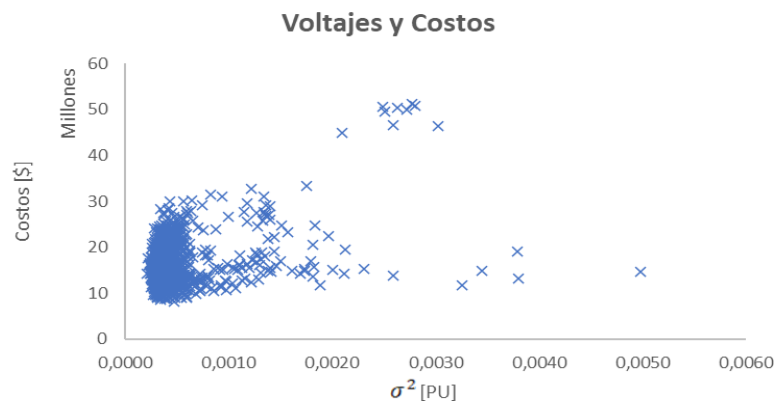


**Figura 5.28: Histograma voltaje barra 12**

**Tabla 5.31: Medidas de tendencia barra 12**

| $\mu$ | $\sigma$ |
|-------|----------|
| 1,023 | 0,031    |

Los Diagramas Óptimos de Pareto de las *Figuras 5.29, 5.30 y 5.31* muestran los puntos de operación óptimos para el sistema eléctrico.



**Figura 5.29: Óptimo 1 de Pareto sist.2**



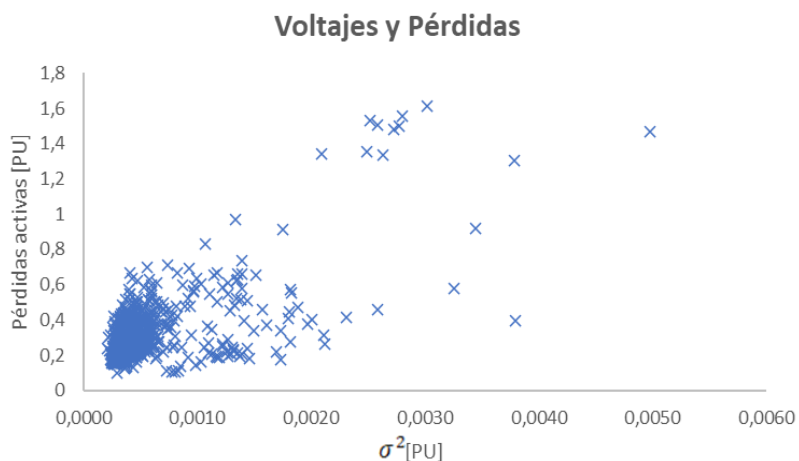


Figura 5.30: Óptimo 2 de Pareto sist.2

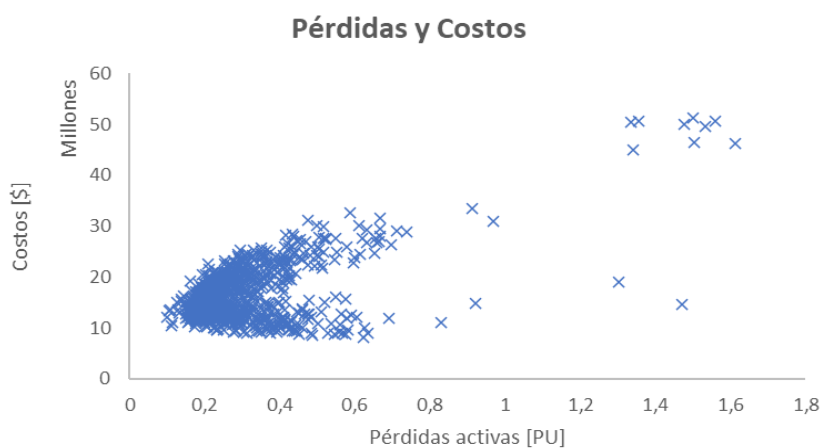


Figura 5.31: Óptimo 3 de Pareto sist.2

Al igual que en el primer sistema se tiene una pequeña varianza en los voltajes de barra, si bien hay mayor complejidad, al tener más barras donde se controla potencia y voltaje y, una mejor interconexión entre nodos hace que los voltajes no se alejen demasiado entre ellos. Las pérdidas alcanzan valores cercanos a los 150 MW (1.5 PU), esto es cuando se tienen costos de producción muy elevados, lo que puede deberse a indisponibilidades de ERNC, alta demanda y contingencias en los elementos que conectan los nodos.

## 5.7. De las transferencias de potencia

Sobre el grado de sobrecargas de las líneas esto se puede estudiar de forma determinística con las diferentes técnicas de flujo de potencia. Además, una técnica usualmente estudiada dice relación con métodos probabilísticos, por lo que se requiere de las funciones de densidad del flujo de potencia. Por último, también puede ser enfocado hacia las restricciones del flujo de potencia, las

que cuentan con los problemas clásicos de este tipo, además, se añade la complejidad no menor del tratamiento de las inecuaciones en el POPF. La consideración de un análisis de transferencias de potencia se escapa de los tópicos de este estudio, sin mencionar que añadiría una gran dificultad en la resolución del problema.

## 5.8. Discusión y conclusiones

Se presentaron las características de red, económicas y probabilísticas de los modelos, además de los resultados obtenidos del POPF realizado para sistemas de 4 y 12 nudos. El recurso renovable y la demanda presentan magnitudes aleatorias y probabilísticas, pero siempre manteniéndose en torno a un valor, debido a que los modelos utilizados son de corto período de tiempo, además la demanda considerada es solo de tipo comercial y residencial. Las indisponibilidades de las centrales y las fallas de tipo  $N - 1$  son modeladas mediante funciones de Bernoulli, las que entregan valores lógicos de 1 (encendido) y 0 (apagado), la principal influencia es que en ciertos casos la totalidad de la demanda no puede ser cubierta por lo que se despacha una unidad de racionamiento, además, la caída de líneas puede ocasionar blackouts en el sistema. El despacho económico de carga se resuelve mediante programación matemática y esta entrega el reparto del suministro de carga para cada generador considerando no sobrepasar los límites de unidades generadoras y de los voltajes de control en barras PV.

Se confirma que una correcta elección del tamaño de paso en el método del gradiente asegura una rápida convergencia, para factores  $c$  muy grandes se pueden presentar oscilaciones en torno al punto de minimización. Los perfiles de voltaje en todas las barras cumplen con las expectativas. En gran mayoría de los casos, se mantienen dentro de los niveles requeridos, en barras PQ estos suelen ser menores que en las barras PV en donde se tiene un control de estos, en la práctica, mediante inyección de reactivos.

Los resultados de la función objetivo de costos de producción se presentan en un diagrama de Pareto junto con la varianza de los voltajes de barra y las pérdidas activas. En cada caso se puede observar cómo se forma la región de Pareto con los diferentes puntos de operación del sistema, siendo los puntos óptimos aquellos que se encuentran en la frontera de esta. Es interesante notar como para el primer sistema las variaciones en los voltajes son mínimas, esto debido a que el primer modelo es mucho menos complejo y las generadoras clásicas se encuentran adyacentes a los nodos de carga, aun así, para ambos modelos se tienen magnitudes muy pequeñas pudiendo preferir tener un costo o pérdidas menores con variaciones de voltaje más altos.

## Capítulo 6. Conclusiones y trabajos futuros

---

### 6.1. Conclusiones

Dado los altos niveles de penetración de tecnologías ERNC, se debe implementar la aleatoriedad de estas en los flujos de potencia, incluyendo la disponibilidad de equipos y variabilidad de la demanda.

En el presente estudio se consideró una aproximación al flujo óptimo de potencia vía el método del gradiente descendente.

Los costos operacionales y de racionamiento asociados a las unidades no fueron linealizados.

Los modelos probabilísticos propuestos corresponden a escenarios de corto plazo, y permiten simular los sistemas bajo diferentes restricciones y escenarios. En particular el modelo propuesto posibilita construir funciones de distribución de generación y demanda, aplicar contingencias de tipo  $N - 1$ , resolver flujos de potencia vía Newton Raphson Desacoplado Rápido, hacer llamado a la optimización matemática con Gradiente descendente, análisis de convergencia y construir regiones y fronteras de Pareto, junto a otros indicadores.

El análisis de Pareto permite visualizar los puntos óptimos sobre los cuales el sistema eléctrico puede operar, cada punto corresponde a un óptimo independiente de acuerdo al escenario entregado por las semillas de Montecarlo.

Los resultados obtenidos respaldan el uso de técnicas de rápida convergencia, además de reconocer el problema del POPF como uno de alta complejidad y su necesaria refinación dadas las situaciones actuales.

### 6.2. Trabajos futuros

Sin duda los problemas resueltos en este estudio pueden abordarse con técnicas mucho más sofisticadas y considerando mayor cantidad de restricciones. Para la elección del tamaño del factor  $c$  en el ajuste de los parámetros de control, se pueden utilizar métodos de velocidad variable que logran converger con mayor precisión y rapidez, como, por ejemplo, el método mixto o el método de tangentes paralelas.

Una mayor consideración de restricciones en el flujo de potencia puede ser interesante de estudiar, por ejemplo, la utilización de restricciones funcionales/dependientes en barras PQ, como las restricciones de voltajes en barras PQ o de potencia reactiva inyectada. También se puede realizar una consideración de restricciones en las transferencias de línea, análisis de las

transmisiones a partir de funciones de densidad de flujo de potencia.

Un análisis de contingencias puede ser realizado con el fin de resolver el flujo de potencia en modo defensivo. Un método clásico es utilizar índices de severidad, estos definen que tipo de fallas son las que producen la mayor cargabilidad del sistema, y por tanto si es necesario despachar otras unidades que se encuentran fuera del punto económico. La forma de obtener los índices es bastante sencilla, se basa en la utilización de la matriz Ybus, matriz de incidencias del sistema y los flujos de potencia que se tendrían antes de ocurrir la contingencia.

Finalmente, una gran vertiente a estudiar se puede dar en el método de optimización utilizado, se están realizando interesantes avances en la aplicación de enjambre de partículas, algoritmos genéticos, lógica difusa, entre otras técnicas heurísticas, para la resolución de flujo óptimo de potencia, lo que permite considerar múltiples escenarios y restricciones, siendo notoriamente importante dados los niveles de penetración de tecnologías ERNC antes no explotados y la aparición de nuevos tipos de consumo y equipos, con requerimientos de altos niveles de calidad de suministro de energía. En consecuencia, entre otras, parecería gravitatorio un estudio formal de un Flujo Óptimo de Potencia Multiobjetivo.



### 6.3. Bibliografía

- [1] H. Carlos, “Métodos de flujo de carga”, Researchgate, 2016.
- [2] J. Vargas, “Método de Newton - Raphson”, ResearchGate, 2018
- [3] J. López, L. Gallego, “Flujo de potencia óptimo usando el método del gradiente para reducción de pérdidas en sistemas de potencia”, Ingeniería y Ciencia, vol. 4, núm. 7, junio, 2008, pp. 71-85.
- [4] J.Pungil, “Flujos de Potencia Probabilísticos Considerando Centrales Fotovoltaicas Empleado el Método de Montecarlo”, Memoria de título, Ingeniero civil en electricidad, Escuela Politécnica nacional, Quito, Ecuador, 2020.
- [5] R. Pradenas, “Flujo Óptimo de Potencia Considerando Restricciones y Criterios de Estabilidad de Tensión”, Memoria de título, Ingeniero en electricidad, Departamento de Ing. Eléctrica, Universidad Técnica Federico Santa María, Valparaíso, Chile, abril, 2018.
- [6] E. Arriagada, E. López, M. López, R. Blasco-Gimenez, C. Roa, M. Poloujadoff, “A probabilistic economic dispatch model and methodology considering renewable energy, demand and generator uncertainties”, ELSEVIER, 2014.
- [7] J. Torres-Riveros, S. Rivera-Rodriguez “Optimal energy dispatch in multiple periods of time considering the variability and uncertainty of generation from renewable sources”, Prospectiva, Vol 16, N° 2, 75-81, 2018.
- [8] F. Capitanescu; L. Wehenkel; “Optimal Power Flow Computations With a Limited Number of Controls Allowed to Move”; IEEE Transactions on Power Systems, VOL. 25, NO. 1, February 2010.
- [9] D. Arango, R. Urrego, S. Rivera, “Despacho económico en microrredes con penetración de energía renovable usando algoritmo de punto interior y restricciones lineales”, Ingeniería y Ciencia, vol. 13, no. 25, pp. 123–152, enero-junio. 2017.
- [10] Y. Z. Li, Q. H. Wu, “Downside Risk Constrained Probabilistic Optimal Power Flow With Wind Power Integrated”, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 31, No. 2, Marzo 2016.
- [11] X. Bai, L. Qu, W. Qiao, “Robust AC Optimal Power Flow for Power Networks With Wind Power Generation”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 31, No. 5, Septiembre 2016.
- [12] G. A. López, E. A. Belatia, A. J. SguareziFilhoa, “Flujo de potencia óptimo multiobjetivo para el análisis de sistemas de potencia con generación eólica”, Universidad Nacional de Colombia, Energética 44, diciembre, 2014, pp.41-47.
- [13] W. M. Villa, J. M. López-Lezama, E. Velilla, “Flujo Óptimo Reactivo para Minimización de

Pérdidas: una Nueva Propuesta de Función de Adaptación y Manejo de Restricciones”, Información Tecnológica, Vol. 27(2), pp 131-140, Medellín, Colombia, 2016.

[14] F. A. Zuloaga, “Modelos de Optimización para la Operación Eficiente de Sistema Eléctricos de Potencia bajo Criterios Probabilísticos y Determinísticos de Seguridad de Suministro”, Memoria de título, Ing. Civil en Electricidad, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, Santiago, Chile, abril, 2015.

[15] R. A. Abarghoee, J. Aghaei, “Stochastic Dynamic Economic Emission Dispatch Considering Wind Power”, Dept. Electronic and Electrical, Shiraz University of technology, 2011.

[16] J. J. Grainger, W. D. Stevenson Jr, *Análisis de sistemas de potencia*, México: McGraw-Hill, 1996, ch. 9: Soluciones del flujo de potencia, pp. 317-336.

[17] E. Castillo, *et al*, *Building and Solving Mathematical Programming Models in Engineering and Science*, Canadá: John Wiley & Sons, Inc, 2002.

[18] F. Barrero, *Sistemas de energía eléctrica*, España: Paraninfo S.A, 2004.

[19] A. Gómez, A.J. Conejo, C. Cañizares, *Electric energy system Analysis and Operation*, EEUU: CRC Press Taylor & Francis Group, 2009.

[20] E. W. Arriagada, “Modelos de Despacho Económico y Ambiental Probabilísticos Considerando las Incertidumbres de las Energías Renovables y la Demanda e Indisponibilidad de los Generadores: Aplicaciones Realistas”, Tesis de doctorado, Doctor en Ciencias de la Ingeniería mención Ingeniería Eléctrica, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Concepción, Concepción, Chile, 2016.

[21] S. Surender Reddy, P. R. Bijwe and A. R. Abhyankar, “Real-Time Economic Dispatch Considering Renewable Power Generation Variability and Uncertainty Over Scheduling Period”, IEEE Systems Journal, Vol. 9, No. 4, Diciembre, 2015.

[22] L. M. Carvalho, F. Loureiro, J. Sumaili, H. Keko, V. Miranda, C. G. Marcelino, E. F. Wanner, “Statistical Tuning of DEEPSO Soft Constraints in the Security Constrained Optimal Power Flow Problem”, IEEE, 2015.

[23] D. M. Arango Angarita, S. Rivera, “Robust loss coefficients: application to power systems with solar and wind energy”, International Journal of Power and Energy Conversion, Septiembre, 2018.

[24] J. A. Bonilla, S. Rivera, “Uncertainty cost functions for solar photovoltaic generation, wind energy generation, and plug-in electric vehicles: mathematical expected value and verification by Monte Carlo simulation”, International Journal of Power and Energy Conversion, Marzo, 2019.

[25] A. López Aguirre, A. Escobar Zuluaga, “Análisis Estacionario de Contingencias Múltiples en el

Sistema Eléctrico De Pereira”, Facultad de Tecnología Eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira, Diciembre, 2016.

[26] H. Alvarado, C. Batanero, “Significado del Teorema Central del Límite en Textos Universitarios de Probabilidad y Estadística”, Estudios Pedagógicos XXXIV, N° 2, pp 7-28, 2008.

[27] E. López, H. Opazo, L. García, P. Bastard, “Online Reconfiguration Considering Variability Demand: Applications to Real Networks”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 1, Febrero, 2004.

[28] H. Huang, C. Y. Chung, Ka Wing Chan, H. Chen, “Quasi-Monte Carlo Based Probabilistic Small Signal Stability Analysis for Power Systems With Plug-In Electric Vehicle and Wind Power Integration”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 28, No. 3, Agosto, 2013.

[29] I. Mártil. OpenMind BBVA. (Marzo 2021). [Online]. Disponible en: <https://www.bbvaopenmind.com/tecnologia/innovacion/historia-energia-eolica-origen-ii-guerra-mundial/>

[30] Ministerio de energía de Chile. 2018. [Online]. Disponible en: <https://eolico.minenergia.cl/exploracion>

[31] wind-turbine-models.com. El gran portal de la energía eólica. Accesado en Marzo de 2022. [Online]. Disponible en: <https://es.wind-turbine-models.com/turbines/767-gamesa-g128-5.0mw>

[32] B.Y. Moratilla, “La energía eólica”, Researchgate, 2006.

[33] G. Gallardo, “Implementación de Modelos Dinámicos de Plantas Eólicas y Fotovoltaicas Aplicados al Algoritmo de Flujo de Potencia Óptimo con Restricciones de Estabilidad Transitoria”, Memoria de título, Ing Civil en Electricidad, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Técnica Federico Santa María, Valparaíso, Chile, 2018.

[34] B. Wu, Y. Lang, N. Zargari, S. Kouro, *Power Conversion and Control of Wind Energy Systems*, EEUU: John Wiley & Sons, Inc, 2011.

[35] Ministerio de energía de Chile. 2017. [Online]. Disponible en : <https://solar.minenergia.cl/exploracion>

[36] A. Cabrera, M. Aragués, E. Bullich, O. Gomis, “Topologies for Large Scale Photovoltaic Power Plants”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Junio, 2016.

[37] R. Teodorescu, M. Liserre, P. Rodriguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*, Reino Unido: John Wiley and Sons, Ltd, 2011.

[38] N. García, “Matriz energética y eléctrica en Chile”, Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, Septiembre, 2021.

- [39] Dirección General de Aguas, Ministerio de obras Públicas, Gobierno de Chile, “Información Pluviométrica, Fluviométrica, Estado de Embalses y Aguas Subterráneas”, Diciembre, 2021.
- [40] Meteodata, “Análisis de la Estadística Hidrológica utilizada en los procesos de la Comisión Nacional de Energía”, Comisión Nacional de Energía, Marzo, 2020.
- [41] F. Vazquez, J. Garrido, “Modelado y simulación de centrales hidráulicas”, Researchgate, Junio 2015.
- [42] Enel Chile. [Online]. Disponible en: <https://www.enel.cl/es/inversionistas/inversionistas-enel-generacion/nuestras-centrales/central-el-toro.html>
- [43] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. “Decreto 51”. Disponible en: <http://bcn.cl/2vkst>. Agosto. 2021.
- [44] Comisión Nacional de Energía, “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM”, Julio, 2021.
- [45] N. G. Cabrera, L. F. Ledezma, G. G. Alcaraz, “Planeación de la Expansión de la Transmisión con Reforzamiento de la red a partir de la evaluación de la confiabilidad”, Scientia et Technica Año XX, Vol. 20, No. 2, Universidad Tecnológica de Pereira, Junio, 2015.
- [46] Aleksa B. Babic, Andrija T. Saric, Aleksandar Rankovic, “Transmission expansion planning based on Locational Marginal Prices and ellipsoidal approximation of uncertainties”, ELSEVIER, Electrical Power and Energy Systems 53,pp 175–183, 2013.
- [47] J. Ignacio Illana, “Métodos Monte Carlo”, Departamento de Física Teórica y del Cosmos, Universidad de Granada, Enero, 2013.
- [48] H. W. Dommel, W. F. Tinney, “Optimal Power Flow Solutions”, Vol. Pp-87, No. 10, Octubre, 1968.
- [49] W. Andrés, “Modelación, Simulación y Control de Aerogeneradores con Generador de Inducción Doblemente Alimentado Utilizando Matlab”, Memoria de título, Ingeniería eléctrica, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Escuela Politécnica, Quito, Ecuador, Marzo, 2014.
- [50] Areatecnología. [Online]. Disponible en:[https://www.areatecnologia.com/mecanismos/turbinas-hidraulicas.html#Turbina\\_Pelton](https://www.areatecnologia.com/mecanismos/turbinas-hidraulicas.html#Turbina_Pelton)
- [51] Energía Solar. [Online]. Disponible en: <https://solar-energia.net/energias-renovables/energia-hidraulica/turbinas-hidraulicas/turbina-francis>



## Anexo A. Flujo de potencia

### A.1. Método de Gauss – Seidel

- Transformar el sistema a base PU
- Clasificar las barras en PQ, PV, Slack, según las incógnitas de cada barra
- Asumir todos los voltajes iniciales de las barras iguales a 1p.u y con ángulo cero, excepto aquellas barras que sean PV donde se conoce  $|V|$  y en la barra Slack donde se conoce módulo y ángulo.
- Se comienza la iteración y se va actualizando V para cada una de las barras PQ según la siguiente fórmula:

$$\vec{V}_i^{r+1} = \frac{1}{\vec{Y}_{ii}} \left[ \frac{P_i - jQ_i}{(\vec{V}_i^r)^*} - \sum_{k=1}^{i-1} \vec{Y}_{ik} \vec{V}_k^{r+1} - \sum_{k=i+1}^n \vec{Y}_{ik} \vec{V}_k^r \right] \quad (\text{A-1})$$

En las barras PQ las potencias son conocidas.

Se utilizan los valores más actualizados de voltaje, así el proceso seguirá hasta que se satisfaga un criterio de convergencia. Luego se continúa con la siguiente barra PQ, para la cual ya se conocerá el valor más actualizado de voltaje de la barra anteriormente calculada.

- En barras PV la potencia reactiva es una función de los voltajes de nudo. Utilizando los valores más actualizados se aproxima Q a partir de

$$Q_i^{r+1} = -\text{imag} \left\{ (\vec{V}_i^r)^* \sum_{k=1}^{i-1} \vec{Y}_{ik} \vec{V}_k^{r+1} + (\vec{V}_i^r)^* \sum_{k=1}^n \vec{Y}_{ik} \vec{V}_k^r \right\} \quad (\text{A-2})$$

- El ángulo en la barra PV se obtiene reemplazando la Ecuación A-2 en A-1 y calculando el argumento

$$\delta_i^{r+1} = \arg \left\{ \frac{1}{\vec{Y}_{ii}} \left[ \frac{P_i - jQ_i^{r+1}}{(\vec{V}_i^r)^*} - \sum_{k=1}^{i-1} \vec{Y}_{ik} \vec{V}_k^{r+1} - \sum_{k=i+1}^n \vec{Y}_{ik} \vec{V}_k^r \right] \right\} \quad (\text{A-3})$$

- Se repite el proceso para las barras PV.
- La iteración termina una vez que se encuentran todos los datos de voltaje y ángulo de las barras, esto se realiza hasta que  $V_i^k - V_i^{k-1} \leq \varepsilon$ . En donde  $\varepsilon$  es un valor escogido, generalmente de 0.001.

## A.2. Método de Newton – Raphson

- Transformar el sistema a base PU
- Definir clasificación de barras del sistema
- El sistema por resolver tiene la siguiente forma

$$\begin{bmatrix} \Delta\delta 1 \\ \vdots \\ \Delta\delta n \\ \frac{\Delta V 1}{|V 1|} \\ \vdots \\ \frac{\Delta V n}{|V n|} \end{bmatrix} = -[J]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P 1 \\ \vdots \\ \Delta P n \\ \Delta Q 1 \\ \vdots \\ \Delta Q n \end{bmatrix} \quad (\text{A-4})$$

En el miembro izquierdo se encuentra los incrementos de voltaje y ángulo, en el miembro derecho se encuentra la matriz jacobiana inversa y el vector error.

- Se calculan los vectores  $\Delta P$  y  $\Delta Q$ :

$$\Delta P = P_{prog} - P_{calc} \quad (\text{A-5})$$

$$\Delta Q = Q_{prog} - Q_{calc} \quad (\text{A-6})$$

Donde:

$$P_{prog} = P_{gi} - P_{di} \quad (\text{A-7})$$

$$Q_{prog} = Q_{gi} - Q_{di} \quad (\text{A-8})$$

$$P_{i_{calc}} = |V_i|^2 G_{ii} + \sum_{n=1 \wedge n \neq i}^N |V_i V_n Y_{in}| * \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (\text{A-9})$$

$$Q_{i_{calc}} = -|V_i|^2 B_{ii} - \sum_{n=1 \wedge n \neq i}^N |V_i V_n Y_{in}| * \text{sen}(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (\text{A-10})$$

- Se debe calcular la matriz Jacobiana.

Para una mejor visualización y entendimiento se la divide en cuatro submatrices

$$J_{11} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P 1}{\partial \delta 1} & \frac{\partial P 1}{\partial \delta 2} & \dots & \frac{\partial P 1}{\partial \delta n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P n}{\partial \delta 1} & \frac{\partial P n}{\partial \delta 2} & \dots & \frac{\partial P n}{\partial \delta n} \end{bmatrix} \quad J_{12} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P 1}{\partial V_{pq1}} |V_{pq1}| & \dots & \frac{\partial P 1}{\partial V_{pqn}} |V_{pqn}| \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P n}{\partial V_{pq1}} |V_{pq1}| & \dots & \frac{\partial P n}{\partial V_{pqn}} |V_{pqn}| \end{bmatrix}$$

$$J_{21} = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_{pq1}}{\partial \delta_1} & \frac{\partial Q_{pq1}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_{pq1}}{\partial \delta_n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial Q_{pqn}}{\partial \delta_1} & \frac{\partial Q_{pqn}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_{pqn}}{\partial \delta_n} \end{bmatrix} \quad J_{22} = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_{pq1}}{\partial V_{pq1}} |V_{pq1}| & \frac{\partial Q_{pq1}}{\partial V_{pq2}} |V_{pq2}| & \dots & \frac{\partial Q_{pq1}}{\partial V_{pqn}} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial Q_{pqn}}{\partial V_{pq1}} |V_{pq1}| & \frac{\partial Q_{pqn}}{\partial V_{pq2}} |V_{pq2}| & \dots & \frac{\partial Q_{pqn}}{\partial V_{pqn}} \end{bmatrix}$$

- $J_{11}$  indica la variación de potencia activa de las barras PQ y PV respecto al ángulo de las barras.
- $J_{12}$  indica la variación de potencia activa de barras PQ y PV respecto al voltaje desconocido de las barras PQ.
- $J_{21}$  indica la variación de potencia reactiva en las barras PQ con respecto a los ángulos de las barras PV y PQ.
- $J_{22}$  indica la variación de potencia reactiva en las barras PQ con respecto a los voltajes de dichas barras.
- Se calcula cada uno de los elementos de la matriz Jacobiana en cada iteración.
- Los incrementos de voltaje y ángulo se obtienen resolviendo el sistema de la *Ecuación A-4*

$$\delta^1 = \delta^0 + \Delta\delta \quad (\text{A-11})$$

$$V^1 = V^0 + \frac{\Delta|V|}{|V|} * |V| \quad (\text{A-12})$$

- El proceso se repite con los voltajes y ángulos actualizados hasta que se cumpla algún criterio de convergencia.

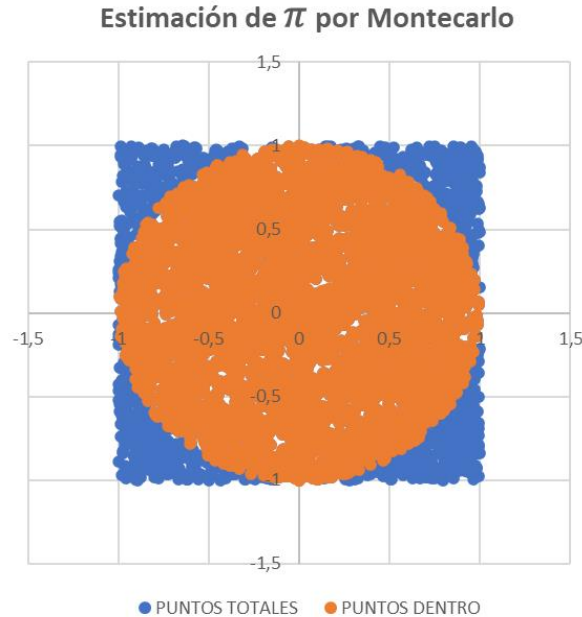
## Anexo B. Montecarlo

Secuencia de estados cuya evolución se determina por sucesos aleatorios. En esta misma línea cuando se utiliza el termino de Semilla de Monte-Carlo, se está refiriendo al estado del sistema eléctrico previo a la simulación del POPF, considerando las variables probabilísticas.

Un ejemplo sencillo de la aplicación de un método de Montecarlo es el cálculo de  $\pi$  a partir del lanzamiento de una gran cantidad de pequeños trozos de papel. Se circunscribe un círculo en un cuadrado y se lanzan trozos de papel dentro de este. Al suponer que la distribución es uniforme sobre el cuadrado,  $\pi$  se calcula con la probabilidad de que caigan trozos dentro del círculo.

$$P = \frac{\text{Área del círculo}}{\text{Área del cuadrado}} = \frac{\int_{-1}^1 \int_{-\sqrt{1-x^2}}^{\sqrt{1-x^2}} dydx}{\int_{-1}^1 \int_{-1}^1 dydx} = \frac{\pi}{4} \tag{B-1}$$

$$\pi = P * 4$$



**Figura B.1: Ejemplo método de Montecarlo**

**Tabla B.1:  $\pi$  mediante Montecarlo**

|                |             |
|----------------|-------------|
| P DENTRO       | 3849        |
| P TOTAL        | 4900        |
| P              | 0,785510204 |
| $\pi$ ESTIMADO | 3,142040816 |

## Anexo C. Aerogeneradores

### C.1. Aerogeneradores de eje horizontal

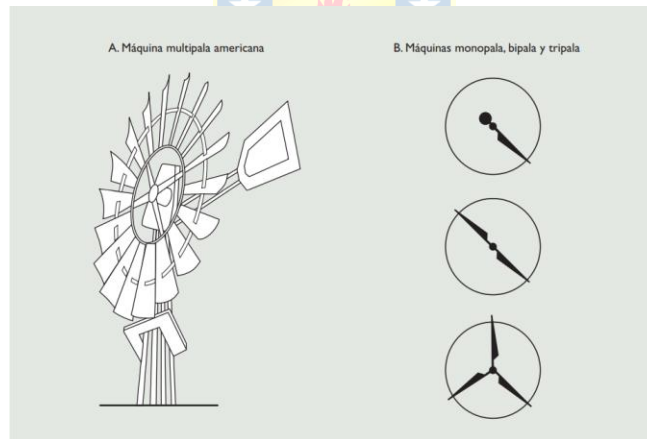
Pueden ser de velocidades rápidas o lentas, según la velocidad específica del aerogenerador.

**Tabla C.1: Aerogeneradores**

| MÁQUINAS RÁPIDAS  | MÁQUINAS LENTAS  |
|---|--|
| Velocidad específica entre 8 y 10                               | Velocidad específica entre 2 y 5   |
| Pequeña cantidad de palas entre (1 a 4)                         | Gran cantidad de palas (12 a 14)   |
| Par de arranque pequeño, lo que requiere de métodos auxiliares. | Gran par de arranque lo que permite generar energía a partir de pequeñas velocidades |

**Tabla C.2: Partes de un aerogenerador**

| <b>PARTES</b>          | <b>DEFINICIÓN</b>   |
|------------------------|---|
| Palas                  | Elemento captador de la energía del viento.<br>Transmite el giro hacia el generador en la góndola |
| Góndola                | Caja que contiene al generador, caja de cambios y elementos de control.                           |
| Generador Eléctrico    | Elemento que convierte la energía mecánica en eléctrica. Pueden ser sincrónicos o asincrónicos    |
| Freno Mecánico         | Suelen ser hidráulicos. Funcionan cuando ya lo han hecho los frenos aerodinámicos de la turbina.  |
| Control de Orientación | Orienta la posición de la góndola y palas con respecto a la dirección del viento.                 |
| Torre                  | Soporte de la góndola y todas sus partes a una altura adecuada.                                   |



**Figura C.1: Máquinas mono-bi-tri-multi pala [32]**

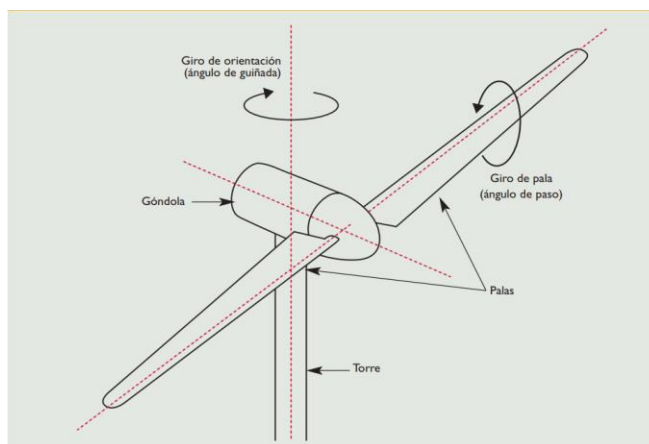


Figura C.2: Esquema aerogenerador [32]

## C.2. Aerogeneradores de eje vertical

Los aerogeneradores de eje vertical son aquellos cuyo eje de rotación se encuentra perpendicular a la dirección del viento.

Tabla C.3: Ventajas/Desventajas aerogeneradores de eje vertical

| VENTAJAS   | DESVENTAJAS  |
|--|--|
| Posibilidad de colocar generador cerca del suelo   | Necesidad de agregar soportes debido a esfuerzos de tracción.      |
| Facilidad de mantenimiento                         | Método auxiliar de arranque  |
| Se autorregula frente a variaciones de velocidades | Baja eficiencia en comparación a aerogeneradores de eje horizontal |

Tabla C.4: Partes de aerogenerador de eje vertical

| PARTES             | DEFINICIÓN   |
|--------------------|--|
| Palas              | Elemento principal que capta la energía del viento y transmite el giro al rotor                            |
| Rotor              | Eje que transmite un movimiento rotatorio  |
| Caja de engranajes | Elemento receptor de movimiento a baja velocidad para convertirlo a mayor velocidad                        |
| Generador          | Capta la energía mecánica de alta rotación desde la caja de engranajes y la convierte en energía eléctrica |
| Torre              | Soporte de todos los elementos   |

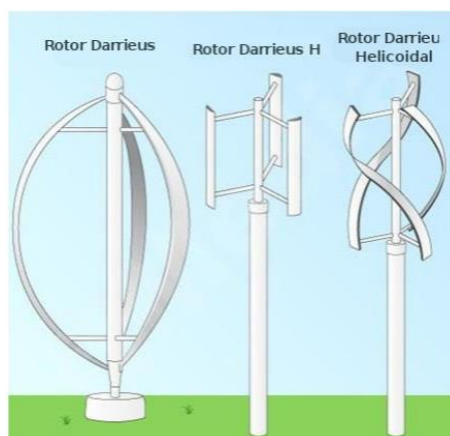


Figura C.3: Aerogenerador de Darrieus

### C.3. Configuraciones

Tabla C.5: Configuraciones de aerogeneradores [Elaboración propia]

| Generador eólico  | Características                                   | Ventajas  | Desventajas   |
|---|---|---|---|
| Velocidad fija  | Diseño robusto. No posee control de activos.      | Bajo costo  | Fluctuaciones de potencia. Requiere compensación de reactivos |
| Con control de velocidad limitado                                     | Conexión galvánica con el devanado de motor.      | Control en el torque                              | Limitación en el control de giro del eje                      |
| Velocidad variable con convertidor de frecuencia de potencia reducida | Alimentación directa del rotor con el estator     | No requiere compensación reactiva                 | No hay desacoplamiento entre la velocidad de giro y la red    |
| Velocidad variable con convertidor de frecuencia de potencia elevada  | Consta con convertidor de frecuencia back to back | Se produce desacoplamiento entre el giro y la red | Costos elevados   |

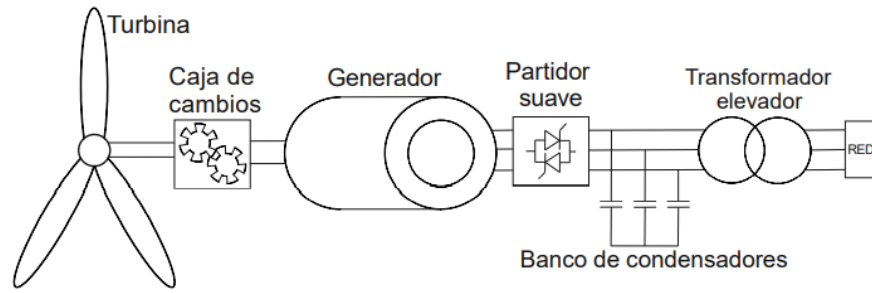


Figura C.4: Esquema generador eólico de velocidad fija [33]

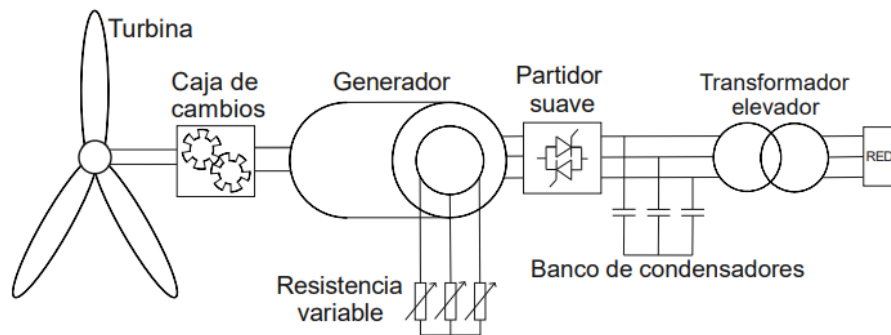


Figura C.5: Esquema generador eólico con control de velocidad limitado [33]

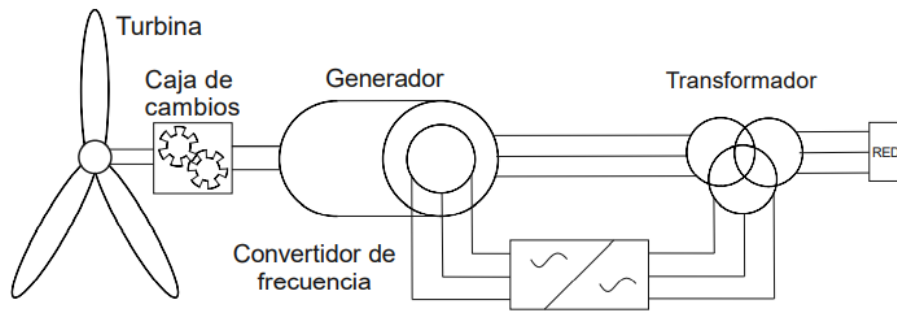


Figura C.6: Esquema generador eólico DFIG [33]

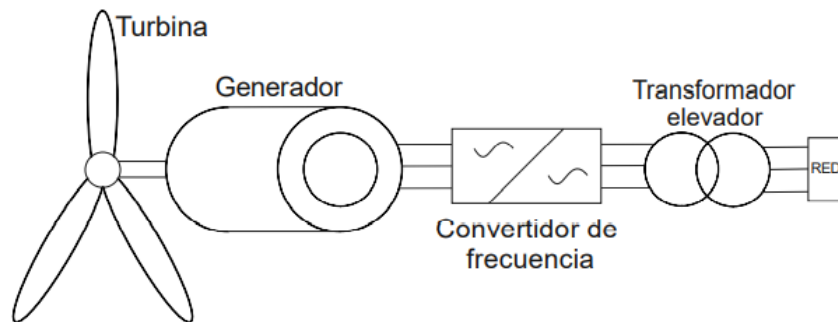


Figura C.7: Esquema generador eólico con convertidor completo [33]



## Anexo D. Solar fotovoltaico

### D.1. Radiación y temperatura

Tabla D.1: Radiación directa/global/difusa

| RADIACIÓN      | DEFINICIÓN   |
|----------------|--|
| <b>GLOBAL</b>  | Radiación total, compuesta por la componente directa y difusa  |
| <b>DIRECTA</b> | Componente que no se ve afectada por los gases de la atmósfera |
| <b>DIFUSA</b>  | Componente que sí se ve afectada por los gases de la atmósfera |

La temperatura del panel afecta en la eficiencia del mismo, esta se puede modelar como:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800 \left( \frac{W}{m^2} \right)} * G \quad (D-1)$$

Donde:

- $T_a$  es la temperatura ambiente [ $^{\circ}C$ ]
- $NOCT$  es la temperatura del panel en condiciones de operación normal [ $25^{\circ}C$ ]
- $G$  es la irradiancia en el lugar [ $\frac{W}{m^2}$ ]

### D.2. Tipos de celdas

En el mercado se distinguen variados tipos de tecnologías, siendo el 90% de esta alguna variación de silicio.

Tabla D.2: Tecnología de celdas fotovoltaicas

| Tecnología     | Eficiencia | Costo |
|----------------|------------|-------|
| Monocristalino | Alta       | Alto  |
| Policristalino | Media      | Medio |
| Capa fina      | Baja       | Bajo  |
| Células PERC   | Alta       | Alto  |

Tabla D.3: Tipos de módulos fotovoltaicos instalados [36]

| Photovoltaic Power Plant | Power (MWp) | Area ( $km^2$ ) | Panels ( $\times 10^3$ ) | Panel type      | Inverters Number | Topology |
|--------------------------|-------------|-----------------|--------------------------|-----------------|------------------|----------|
| Korat I                  | 6.0         | 0.13            | 29                       | m-Si            | 540              | M        |
| Narbonne                 | 7.0         | 0.23            | 95                       | Thin film       | 19               | C        |
| Rapale                   | 7.7         | 0.49            | 100                      | Thin film       | 900              | M        |
| Airport, Athens          | 8.1         | 0.16            | 29                       | m-Si            | 12               | C        |
| Saint Amadou             | 8.5         | 0.24            | 113                      | Thin film       | 16               | C        |
| Volkswagen Chattanooga   | 9.5         | 0.13            | 33                       | m-Si            | 10               | C        |
| Masdar                   | 10          | 0.22            | 87                       | m-Si, Thin film | 16               | C        |
| Adelanto                 | 10.4        | 0.16            | 46                       | m-Si            | 13               | C        |
| Taeon                    | 14          | 0.30            | 70                       | m-Si            | 28               | C        |
| Jacksonville             | 15          | 0.40            | 200                      | Thin film       | 20               | C        |
| San Antonio              | 16.0        | 0.45            | 214                      | Thin film       | 22               | C        |
| Cotton Center            | 18.0        | 0.58            | 93                       | m-Si            | 36               | C        |
| Almaraz                  | 22.1        | 1.2             | 126                      | m-Si            | 6697             | M        |
| Veprek                   | 35.1        | 0.83            | 185                      | c-Si            | 3069             | M        |
| Long Island              | 37.0        | 0.80            | 164                      | m-Si            | 50               | C        |
| Reckahn                  | 37.8        | 0.98            | 487                      | Thin film       | 43               | C        |
| Ban Pa-In                | 44.0        | 0.80            | 160                      | m-Si            | 61               | C        |
| Lieberose                | 71.0        | 2.2             | 900                      | Thin Film       | 38               | C        |
| Kalkbult                 | 75.0        | 1.05            | 312                      | m-Si            | 84               | C        |
| Eggebek                  | 80.0        | 1.29            | 76                       | m-Si            | 3200             | M        |
| Montalto di Castro       | 85.0        | 2.83            | 280                      | c-Si            | 124              | C        |
| Templin                  | 128         | 2.14            | 1500                     | Thin Film       | 114              | C        |
| California Valley Ranch  | 250         | 6.01            | 749                      | c-Si            | 500              | C        |
| Agua Caliente            | 290         | 9.71            | 5200                     | Thin Film       | 400              | C        |

## Anexo E. Centrales Hidroeléctricas

### E.1. Plantas Hidroeléctricas de ENEL

Tabla E.1: Centrales de embalse ENEL

| Nombre     | Ubicación    | Región    | Compañía              | Puesta en Servicio | Capacidad Instalada |
|------------|--------------|-----------|-----------------------|--------------------|---------------------|
| Sauzalito  | Machalí      | O'Higgins | Enel Generación Chile | 1959               | 12                  |
| Los Molles | Monte Patria | Coquimbo  | Enel Generación Chile | 1952               | 18                  |
| Palmucho   | Alto BíoBío  | Bío bío   | Enel Generación Chile | 2007               | 34                  |
| Isla       | San Clemente | Maule     | Enel Generación Chile | 1963               | 70                  |
| Sauzal     | Machalí      | O'Higgins | Enel Generación Chile | 1948               | 80                  |
| Cipreses   | San Clemente | Maule     | Enel Generación Chile | 1955               | 106                 |
| Albanico   | Antuco       | Bío bío   | Enel Generación Chile | 1948               | 136                 |
| Antuco     | Tucapel      | Bío bío   | Enel Generación Chile | 1981               | 321                 |
| Rapel      | Litueche     | O'Higgins | Enel Generación Chile | 1968               | 377                 |
| El Toro    | Antuco       | Bío bío   | Enel Generación Chile | 1973               | 450                 |
| Pangue     | Alto BíoBío  | Bío bío   | Enel Generación Chile | 1996               | 467                 |
| Ralco      | Alto BíoBío  | Bío bío   | Enel Generación Chile | 2004               | 690                 |

## E.2. Tipos de turbinas



Figura E.1: Turbina Francis vista externa [51]

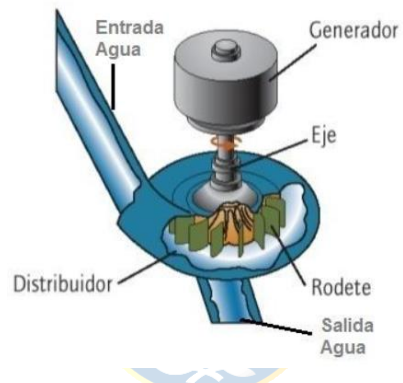


Figura E.2: Turbina Francis [50]

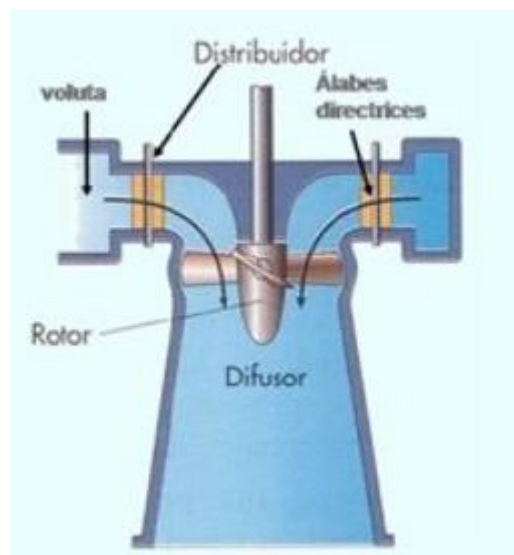
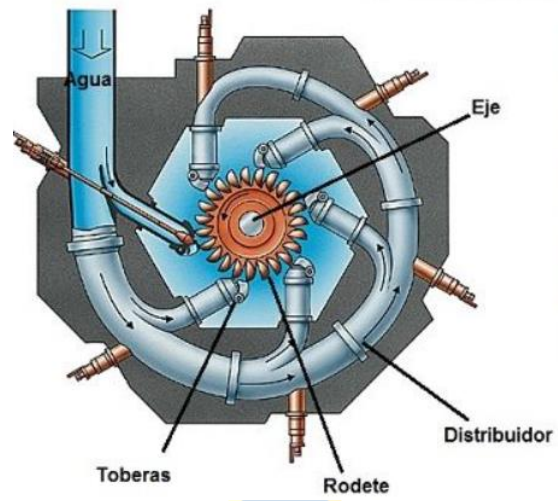


Figura E.3: Turbina Kaplan corte longitudinal [51]



**Figura E.4: Turbina Kaplan vista externa [50]**



**Figura E.5: Turbina Pelton vista de inyectores [50]**



**Rodete forma de cuchara**

**Figura E.6: Turbina Pelton [50]**

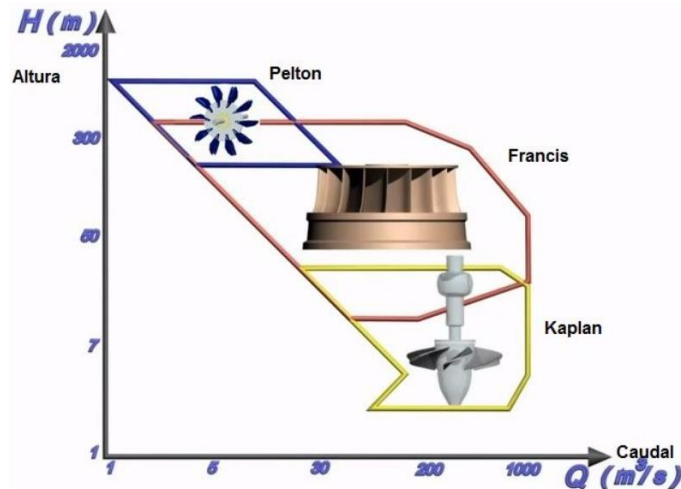


Figura E.7: Elección de turbinas [50]

## Anexo F. Costos

A continuación, se presentan las ecuaciones del estudio [21] para un despacho económico en tiempo real.

La Ecuación F-1, representa el costo cuando la potencia extraíble del viento es menor a la potencia programada, ayuda a conocer cuanta potencia de déficit debe despacharse por parte de la reserva es por esto que se conoce como coste del requerimiento de reserva.

$$C_{r,wj} = k_{r,j} \int_0^{P_{Wj}} (P_{Wj} - p) f_p(p) dp \quad (\text{F-1})$$

El costo debido a la subestimación del recurso eólico se conoce como costo de penalización y ayuda a determinar el exceso de potencia que se está produciendo.

$$C_{p,Wj} = k_{p,j} \int_{P_{Wj}}^{P_{rj}} (p - P_{Wj}) f_p(p) dp \quad (\text{F-2})$$

Tabla F.1: Costo por incertidumbre eólica

| Costo por sobreestimación del recurso                 |            | Costo por subestimación del recurso                        |            |
|---|------------|--|------------|
| Costo de reserva por sobrestimación eólica            | $C_{r,wj}$ | Costo de penalización por subestimación eólica             | $C_{p,Wj}$ |
| Coficiente costo de reserva para generador en barra j | $k_{r,j}$  | Coficiente costo de penalización para generador en barra j | $k_{p,j}$  |
| Potencia estimada                                     | $P_{Wj}$   | Potencia estimada  | $P_{Wj}$   |
| Potencia de salida                                    | $p$        | Potencia estimada  | $p$        |
| Función de densidad probabilística                    | $f_p(p)$   | Función de densidad probabilística                         | $f_p(p)$   |

En la Ecuación F-3 a continuación se entrega la expresión del costo de reserva por sobreestimación del recurso solar, es decir, la cantidad de potencia que se extrae del sol es menor a

lo que se había previsto.

$$C_{r,Sk} = k_{r,k} \int_{P_{Sk}^{min}}^{P_{Sk}} (P_{Sk} - p_s) f_{p_s}(p_s) dp_s \quad (F-3)$$

La Ecuación F-4, es el costo de penalización por subestimación del recurso solar.

$$C_{p,Sk} = k_{p,k} \int_{P_{Sk}}^{P_{Sk}^{max}} (p_s - P_{Sk}) f_{p_s}(p_s) dp_s \quad (F-4)$$

Tabla F.2: Costo por incertidumbre solar

| Costo por sobreestimación del recurso                   |                | Costo por subestimación del recurso                          |                |
|---|----------------|--|----------------|
| Costo de reserva por sobreestimación solar              | $C_{r,Sk}$     | Costo de penalización por subestimación solar                | $C_{p,Sk}$     |
| Coefficiente costo de reserva para generador en barra k | $k_{r,k}$      | Coefficiente costo de penalización para generador en barra k | $k_{p,k}$      |
| Potencia estimada                                       | $P_{Sk}$       | Potencia estimada  | $P_{Sk}$       |
| Potencia de salida                                      | $p_s$          | Potencia estimada  | $p_s$          |
| Función de densidad probabilística                      | $f_{p_s}(p_s)$ | Función de densidad probabilística                           | $f_{p_s}(p_s)$ |

## Anexo G. Códigos de Matlab

---

### G.1. Código principal

```

1 - clearvars
2
3 - k=input('Seleccione el sistema: ');
4 - %% Se recogen los datos de linea de cada sistema
5 - [linedata,busdata]=LINEA(k);
6 - totbus=max(busdata(:,1));
7 - totlinea=max(linedata(:,1));
8 - Num=input('Inserte el número de semillas: ');
9 - o=input('Para flujo de potencia presione "1" para optimización presione "2": ');
10 - if o==2
11 -     c=input('Inserte tamaño del factor c: ');
12 - end
13
14 - %% Creación de vectores y matrices
15 - Y_bus = zeros(totbus,totbus);      %Matriz Y bus
16 - PLOAD=zeros (Num,length (busdata (:,1)));
17 - QLOAD=zeros (Num,length (busdata (:,1)));
18 - Pl=zeros (1,length (busdata (:,1)));  %Vector auxiliar de consumo(cambia con cada escenario)
19 - Ql=zeros (1,length (busdata (:,1)));
20 - PGEN=zeros (Num,length (busdata (:,1)));
21 - QGEN=zeros (Num,length (busdata (:,1)));
22 - Pg=zeros (1,length (busdata (:,1)));  %Vector auxiliar de generación (cambia con cada escenario)
23 - Qg=zeros (1,length (busdata (:,1)));
24 - Historialfalla=zeros (Num,length (linedata (:,1))); %Historial de contingencias N-1
25 - YB=zeros (totbus,totbus,Num);
26 - y=zeros (1,length (linedata (:,1)));  %Admitancias
27 - yp=zeros (1,length (linedata (:,1)));
28 - VF=zeros (Num,totbus);  %Voltajes y ángulos de convergencia
29 - ANGF=zeros (Num,totbus);

```

```
30 - P=zeros(Num,totbus); %Potencia despachada
31 - Q=zeros(Num,totbus);
32 - LOSSP=zeros(Num,1); %Pérdidas
33 - LOSSQ=zeros(Num,1);
34 - TRANSF=zeros(Num,totlinea); %Transferencias de línea
35 - BALANCEP=zeros(Num,1); %Balance de potencias
36 - BALANCEQ=zeros(Num,1);
37 - MINCOSTF=zeros(Num,1); %Costos mínimos
38 - VAR_V=zeros(Num,1); %Varianza de voltajes
39 - g=linspace(1,Num,Num);
40 - Gp=randsample(g,2); %%Selección de escenarios aleatorios
41 - deteccion=zeros(Num,1); %vector detector de oscilaciones en el método
42
43 %% COEFICIENTES DE COSTOS
44 - a0=500;
45 - a1=6.5;
46 - a2=0.0325;
47 - b0=240;
48 - b1=5;
49 - b2=0.0125;
50 - c0=200;
51 - c1=6;
52 - c2=0.02;
53
54 %% Inicio del ciclo
55 - for m=1:Num
56 -     Semilla=m
57 -     %% Demanda
58 -     for i=1:length(busdata(:,1))
```





```

59 -         mu=busdata(i,4);           %Asignación de demanda probabilística a cada barra
60 -         sigma=0.1*mu;
61 -         [X1,X2]=Demanda(mu,sigma);
62 -         P1(i)=X1/100;
63 -         Q1(i)=X2/100;
64 -
65 - %% Generación
66 -         switch busdata(i,9)
67 -             case 11
68 -                 Pg(i)=0;
69 -             case 22
70 -                 [PG]=Gen_fotovoltaica(k);
71 -                 [d]=Disponibilidad();
72 -                 Pg(i)=PG*d/100;
73 -             case 33
74 -                 [PE]=Gen_eolica(k);
75 -                 [d]=Disponibilidad();
76 -                 Pg(i)=PE*d/100;
77 -             case 44
78 -                 if k==1
79 -                     Pg(i)=200/100;
80 -                 end
81 -                 if k==2&&i==6      %Generación en barra 6
82 -                     Pg(i)=450/100;
83 -                 end
84 -                 if k==2&&i==7      %Generación en barra 7
85 -                     Pg(i)=500/100;
86 -                 end
87 -             end
88 -         end
89 -
90 -         PLOAD(m,:)=P1;
91 -         QLOAD(m,:)=Q1;
92 -         PGEN(m,:)=Pg;
93 -         QGEN(m,:)=Qg;
94 -
95 - %% FALLAS N - 1 (LÍNEAS Y TRANSFORMADORES)
96 -         lineas=length(linedata(:,1));
97 -         FALLA=zeros(1,lineas);
98 -         while sum(FALLA)<lineas-1      %LAS FALLAS DEBEN OCURRIR EN UN SOLO ELEMENTO
99 -             [FALLA]=Contingencia(lineas);      %LLAMADA A FUNCIÓN DE FALLAS
100 -         end
101 -         Historialfalla(m,:)=FALLA;
102 -
103 - %% Aplicación de fallas a elementos de la Ybus
104 -         for n=1:length(linedata(:,1))      %Aplicación de fallas en Ybus
105 -             yp(n)=sqrt(-1)*linedata(n,8)*FALLA(n);      % Y/2
106 -             y(n)=(linedata(n,6)+sqrt(-1)*linedata(n,7))*FALLA(n);
107 -         end
108 -
109 -         % ----- SE INICIALIZA LA YBUS ----- %
110 -         Y_bus=zeros(totbus,totbus);
111 -         [Y_bus]=YBUS(linedata,totbus,totlinea,Y_bus,yp,y);
112 -         YB(:, :,m)=Y_bus;
113 -
114 - %% Sistema de 4 nudos
115 -         if k==1      %Si k=1 entonces se trabaja con el primer sistema (4 nudos)
116 -             V=ones(1,4);

```

```

117 - Ang=zeros(1,4);
118 - n=0;
119 - %---Variables de control---%
120 - Pg(3)=Pg(3)/2;
121 - V(3);
122 -
123 - while 1
124 - %-----Flujo de potencia 4 nudos-----%
125 - [V,Ang,J,Pg,Qg,PerdidasP,PerdidasQ,T]=FLUJO_BRIAN_STOTT4N(Y_bus,Pg,Qg,P1,Q1,V,Ang);
126 - if o==1
127 -     break
128 - end
129 - if o==2
130 - n=n+1 %cantidad de iteraciones o cambios en las variables de control
131 -
132 - %-----Llamada a algoritmo de optimización-----%
133 - [GRAD_F,Lamda,dg_u,df_u,Pg,V]=GRADIENTE4N(V,Ang,Pg,P1,Q1,Y_bus,J,c);
134 - if Pg(1)<0 %Se revisa la condición de racionamiento
135 -     Pg(1)=-Pg(1);
136 - end
137 - MINCOST(n)=(a0+a1*(Pg(1)*100)+a2*(Pg(1)*100)^2+b0+b1*(Pg(3)*100)+b2*((Pg(3))*100)^2)*900;
138 - GRAD_F;
139 - NGRAD(n)=round(norm(GRAD_F),3);
140 - norm(GRAD_F);
141 - end
142 - if n>2
143 -     if NGRAD(n-2)==NGRAD(n)
144 -         deteccion(m)=m;
145 -         if n==100
146 -             x=linspace(1,n,n);
147 -             plot(x,NGRAD);
148 -             title('Norma del gradiente');
149 -             xlabel('N° de iteración');
150 -             ylabel('Norma');
151 -             break
152 -         end
153 -     end
154 - end
155 - if n>2
156 -     if NGRAD(n-1)==NGRAD(n)
157 -         break
158 -     end
159 - end
160 - end
161 - if m==Gp(1)||m==Gp(2) %Se grafica los costos de dos escenarios aleatorios
162 - x=linspace(1,n,n);
163 - figure()
164 - plot(x,MINCOST(n))
165 - title('Minimización de costos');
166 - xlabel('N° iteración');
167 - ylabel('Costos [$]');
168 - end
169 - end
170 -
171 - %% Sistema de 12 nudos
172 - if k==2 %Si k=1 entonces se trabaja con el segundo sistema (12 nudos)
173 - V=ones(1,12);
174 - Ang=zeros(1,12);

```

```

175 - n=0;
176 - %-----Variables de control-----%
177 - Pg(6)=Pg(6)/2;
178 - Pg(7)=Pg(7)/2;
179 - V(6);
180 - V(7);
181 - while 1
182 - %-----Flujo de potencia 12 nudos-----%
183 - [V,Ang,J,Pg,Qg,PerdidasP,PerdidasQ,T]=FLUJO_BRIAN_STOTT12N(Y_bus,Pg,Qg,Pl,Ql,V,Ang);
184 - if o==1
185 -     break
186 - end
187 - if o==2
188 - n=n+1 %cantidad de iteraciones o cambios en las variables de control
189 -
190 - %-----Llamada a algoritmo de optimización-----%
191 - [GRAD_F,Lamda,dg_u,df_u,Pg,V]=GRADIENTE12N(V,Ang,Pg,Pl,Ql,Y_bus,J,c);
192 - if Pg(1)<0 %Se revisa la condición de racionamiento
193 -     Pg(1)=-Pg(1);
194 - end
195 - MINCOST(n)=(a0+a1*(Pg(1)*100)+a2*(Pg(1)*100)^2+b0+b1*(Pg(6)*100)+b2*((Pg(6))*100)^2+c0+c1*(Pg(7)*100)+c2*((Pg(7))*100)^2)*900;
196 - GRAD_F;
197 - NGRAD(n)=round(norm(GRAD_F),3);
198 - norm(GRAD_F);
199 - end
200 - %----Criterios de convergencia-----%
201 - if n>2
202 -     if NGRAD(n-2)==NGRAD(n) || n>200 %El método a comenzado a oscilar o se demora en converger
203 -         deteccion(m)=m; %Se guarda el número de semilla que no ha logrado converger satisfactoriamente
204 -         break
205 -     end
206 - end
207 -
208 - if n>2
209 -     if NGRAD(n-1)==NGRAD(n) %Se ha alcanzado mínimo óptimo
210 -         break
211 -     end
212 - end
213 - end
214 - if m==Gp(1) || m==Gp(2) %Se grafica los costos de dos escenarios aleatorios
215 - x=linspace(1,n,n);
216 - figure()
217 - plot(x,MINCOST(1:n))
218 - title('Minimización de costos');
219 - xlabel('N° iteración');
220 - ylabel('Costos [$]');
221 - end
222 - end
223 - clear MINCOST
224 - %% DATOS
225 - VF(m,:)=V; %Voltajes y ángulos de barra
226 - ANGF(m,:)=Ang;
227 - P(m,:)=Pg; %Asignación de resultados
228 - Q(m,:)=Qg;
229 - LOSSP(m,:)=PerdidasP; %Pérdidas
230 - LOSSQ(m,:)=PerdidasQ;
231 - TRANSF(m,:)=T; %Transferencias de línea
232 - BALANCEP(m)=sum(Pg)-(sum(Pl)+PerdidasP); %Balance de potencias

```

```

233 - BALANCEQ(m)=sum(Qg)-(sum(Q1)+PerdidasQ);
234 - if k==1 %Costos sistema 1
235 - MINCOSTF(m)=(a0+a1*(P(m,1)*100)+a2*(P(m,1)*100)^2+b0+b1*(P(m,3)*100)+b2*((P(m,3))*100)^2)*900;
236 - end
237 - if k==2 %Costos sistema 2
238 - MINCOSTF(m)=(a0+a1*(P(m,1)*100)+a2*(P(m,1)*100)^2+b0+b1*(P(m,6)*100)+b2*((P(m,6))*100)^2+c0+c1*(P(m,7)*100)+c2*((P(m,7))*100)^2)*900;
239 - end
240 - VAR_V(m)=sum((VF(m,:)-1).^2)/totbus;
241 - end
242
243 %% Histogramas de sistema de 4 nudos%
244 - if k==1
245 - figure()
246 - histogram(VF(:,2));
247 - title('Histograma de voltaje barra 2');
248 - xlabel('Voltaje [PU]');
249 - ylabel('Frecuencia');
250 - media1=mean(VF(:,2));
251 - desv1=std(VF(:,2));
252
253 - figure()
254 - histogram(VF(:,3));
255 - title('Histograma de voltaje barra 3');
256 - xlabel('Voltaje [PU]');
257 - ylabel('Frecuencia');
258 - media2=mean(VF(:,3));
259 - desv2=std(VF(:,3));
260
261 - figure()
262 - histogram(VF(:,4));
263 - title('Histograma de voltaje barra 4');
264 - xlabel('Voltaje [PU]');
265 - ylabel('Frecuencia');
266 - media4=mean(VF(:,4));
267 - desv4=std(VF(:,4));
268 %% Resultados a excel
269 - writematrix(P,'SALIDA_POPF.xlsx','sheet','Datos_Sistema_1','range','c5');
270 - writematrix(PLOAD,'SALIDA_POPF.xlsx','sheet','Datos_Sistema_1','range','j5');
271 - writematrix(VF,'SALIDA_POPF.xlsx','sheet','Datos_Sistema_1','range','q5');
272 - writematrix(MINCOSTF,'SALIDA_POPF.xlsx','sheet','Datos_Sistema_1','range','x5');
273 - writematrix(LOSSP,'SALIDA_POPF.xlsx','sheet','Datos_Sistema_1','range','ab5');
274 - V1=VF(:,1);
275 - V2=VF(:,2);
276 - V3=VF(:,3);
277 - V4=VF(:,4);
278 - VARIANZA=VAR_V;
279 - ANG1=ANGF(:,1);
280 - ANG2=ANGF(:,2);
281 - ANG3=ANGF(:,3);
282 - ANG4=ANGF(:,4);
283 - P1=P(:,1);
284 - P2=P(:,2);
285 - P3=P(:,3);
286 - P4=P(:,4);
287 - Q1=Q(:,1);
288 - Q2=Q(:,2);
289 - Q3=Q(:,3);
290 - Q4=Q(:,4);

```

```

291 - Costos=MINCOSTF;
292 - LossP=LOSSP;
293 - LossQ=LOSSQ;
294 - TABLA1=table(V1,V2,V3,V4,VARIANZA,ANG1,ANG2,ANG3,ANG4);
295 - TABLA2=table(P1,P2,P3,P4,P1,Q2,Q3,Q4,LossP,LossQ,Costos);
296 - end
297
298
299
300 %% Histogramas de sistema de 12 nudos%
301 if k==2
302
303 figure()
304 histogram(VF(:,2));
305 title('Histograma de voltaje barra 2');
306 xlabel('Voltaje [PU]');
307 ylabel('Frecuencia');
308 media2=mean(VF(:,2));
309 desv2=std(VF(:,2));
310
311 figure()
312 histogram(VF(:,3));
313 title('Histograma de voltaje barra 3');
314 xlabel('Voltaje [PU]');
315 ylabel('Frecuencia');
316 media3=mean(VF(:,3));
317 desv3=std(VF(:,3));
318
319 figure()
320 histogram(VF(:,4));
321 title('Histograma de voltaje barra 4');
322 xlabel('Voltaje [PU]');
323 ylabel('Frecuencia');
324 media4=mean(VF(:,4));
325 desv4=std(VF(:,4));
326
327 figure()
328 histogram(VF(:,5));
329 title('Histograma de voltaje barra 5');
330 xlabel('Voltaje [PU]');
331 ylabel('Frecuencia');
332 media5=mean(VF(:,5));
333 desv5=std(VF(:,5));
334
335 figure()
336 histogram(VF(:,6));
337 title('Histograma de voltaje barra 6');
338 xlabel('Voltaje [PU]');
339 ylabel('Frecuencia');
340 media6=mean(VF(:,6));
341 desv6=std(VF(:,6));
342
343 figure()
344 histogram(VF(:,7));
345 title('Histograma de voltaje barra 7');
346 xlabel('Voltaje [PU]');
347 ylabel('Frecuencia');
348 media7=mean(VF(:,7));

```

```

349 - desv7=std(VF(:,7));
350
351 - figure()
352 - histogram(VF(:,8));
353 - title('Histograma de voltaje barra 8');
354 - xlabel('Voltaje [PU]');
355 - ylabel('Frecuencia');
356 - media8=mean(VF(:,8));
357 - desv8=std(VF(:,8));
358
359 - figure()
360 - histogram(VF(:,9));
361 - title('Histograma de voltaje barra 9');
362 - xlabel('Voltaje [PU]');
363 - ylabel('Frecuencia');
364 - media9=mean(VF(:,9));
365 - desv9=std(VF(:,9));
366
367 - figure()
368 - histogram(VF(:,10));
369 - title('Histograma de voltaje barra 10');
370 - xlabel('Voltaje [PU]');
371 - ylabel('Frecuencia');
372 - media10=mean(VF(:,10));
373 - desv10=std(VF(:,10));
374
375 - figure()
376 - histogram(VF(:,11));
377 - title('Histograma de voltaje barra 11');
378 - xlabel('Voltaje [PU]');
379 - ylabel('Frecuencia');
380 - media11=mean(VF(:,11));
381 - desv11=std(VF(:,11));
382
383 - figure()
384 - histogram(VF(:,12));
385 - title('Histograma de voltaje barra 12');
386 - xlabel('Voltaje [PU]');
387 - ylabel('Frecuencia');
388 - media12=mean(VF(:,12));
389 - desv12=std(VF(:,12));
390 - MINCOST=zeros(1000,1);
391
392 - %% Resultados a excel
393 - writematrix(P,'SALIDA_POPF.xlsx','sheet','Datos_Sistema_2','range','c5');
394 - writematrix(PLOAD,'SALIDA_POPF.xlsx','sheet','Datos_Sistema_2','range','r5');
395 - writematrix(VF,'SALIDA_POPF.xlsx','sheet','Datos_Sistema_2','range','ag5')
396 - writematrix(MINCOSTF,'SALIDA_POPF.xlsx','sheet','Datos_Sistema_2','range','av5');
397 - writematrix(LOSSP,'SALIDA_POPF.xlsx','sheet','Datos_Sistema_2','range','ba5');
398 - V1=VF(:,1);
399 - V2=VF(:,2);
400 - V3=VF(:,3);
401 - V4=VF(:,4);
402 - V5=VF(:,5);
403 - V6=VF(:,6);
404 - V7=VF(:,7);
405 - V8=VF(:,8);
406 - V9=VF(:,9);

```

```

407 - V10=VF(:,10);
408 - V11=VF(:,11);
409 - V12=VF(:,12);
410 - VARIANZA=VAR_V;
411 - ANG1=ANGF(:,1);
412 - ANG2=ANGF(:,2);
413 - ANG3=ANGF(:,3);
414 - ANG4=ANGF(:,4);
415 - ANG5=ANGF(:,5);
416 - ANG6=ANGF(:,6);
417 - ANG7=ANGF(:,7);
418 - ANG8=ANGF(:,8);
419 - ANG9=ANGF(:,9);
420 - ANG10=ANGF(:,10);
421 - ANG11=ANGF(:,11);
422 - ANG12=ANGF(:,12);
423 - P1=P(:,1);
424 - P2=P(:,2);
425 - P3=P(:,3);
426 - P4=P(:,4);
427 - P5=P(:,5);
428 - P6=P(:,6);
429 - P7=P(:,7);
430 - P8=P(:,8);
431 - P9=P(:,9);
432 - P10=P(:,10);
433 - P11=P(:,11);
434 - P12=P(:,12);
435 - Q1=Q(:,1);
436 - Q2=Q(:,2);
437 - Q3=Q(:,3);
438 - Q4=Q(:,4);
439 - Q5=Q(:,5);
440 - Q6=Q(:,6);
441 - Q7=Q(:,7);
442 - Q8=Q(:,8);
443 - Q9=Q(:,9);
444 - Q10=Q(:,10);
445 - Q11=Q(:,11);
446 - Q12=Q(:,12);
447 - Costos=MINCOSTF;
448 - LossP=LOSSP;
449 - LossQ=LOSSQ;
450 - TABLA1=table(V1,V2,V3,V4,V5,V6,V7,V8,V9,V10,V11,V12,ANG1,ANG2,ANG3,ANG4,ANG5,ANG6,ANG7,ANG8,ANG9,ANG10,ANG11,ANG12);
451 - TABLA2=table(P1,P2,P3,P4,P5,P6,P7,P8,P9,P10,P11,P12,Q1,Q2,Q3,Q4,Q5,Q6,Q7,Q8,Q9,Q10,Q11,Q12,LossP,LossQ,Costos);
452 - end

```

## G.2. Función de Generación Eólica

```

1  function [PE]=Gen_eolica(k)
2  if k==1
3      n=40;
4  end
5  if k==2
6      n=60;
7  end
8  %%AJUSTE DE DATOS CON DITRIBUCIÓN WEIBULL
9  V1=[8.17 7.84 6.922 7.224 7.568 9.416 9.788 10.388 11.04 11.526 10.676 10.542 10.962 11.24
10 V=linspace(1,27,27);
11 pd=fitdist(V1,'weibull');
12 mu=mean(pd);
13 sigma=std(pd);
14 PDF=pdf(pd,V);
15 CDF=1-exp((-31415*V.^2)/1459264);
16
17 %%PROBABILIDAD ALEATORIA
18 p=1.2;
19 A=12867.96;
20 Cp=[0.1 0.1 0.28 0.39 0.43 0.46 0.48 0.48 0.47 0.44 0.4 0.34 0.28 0.23 0.19 0.16 0.13 0.11
21
22 PV=randsample(CDF,1);
23 PUNTERO_V=find(CDF==PV);
24 Vv=V(PUNTERO_V);
25 PE=n*(p*A*Vv^3*Cp(PUNTERO_V))/(2*1000000);
26
27
28 end

```



## G.3. Función de Generación Fotovoltaica

```

1  function [PG]=Gen_fotovoltaica(k)
2  if k==1
3      n=487372;
4  end
5  if k==2
6      n=670136;
7  end
8  S=[10 35 484 706 895 1038 1120 1137 1089 980 817 613 383 153 10]'; %%GENERACIÓN SOLAR
9  %%AJUSTE DE DATOS CON DITRIBUCIÓN NORMAL
10 pd=fitdist(S,'normal'); %% LA FUNCIÓN FITDIST AJUSTA LA IRRADIANCIA A UNA FUNCIÓN NORMAL
11 G=linspace(1,1200,1200); %% VECTOR DE IRRADIANCIA EN EL RANGO MÁXIMO DEL LUGAR
12 PDF=pdf(pd,G); %% CREACIÓN DE PROBABILIDADES CON EL COMANDO "pdf" Y ARGUMENTOS GUARDADOS EN "pd" E IRRADIANCIA
13 CDF=normcdf(G,pd.mu,pd.sigma); %%CREACIÓN DE PROBABILIDAD ACUMULADA
14
15 %%PROBABILIDAD ALEATORIA
16 PG=randsample(CDF,1); %% PROBABILIDAD ALEATORIA DE LA FUNCIÓN ACUMULADA
17 PUNTERO_G=find(CDF==PG); %% POSICIÓN DE LA PROBABILIDAD EN EL VECTOR DEL EJE Y
18 G_sol=G(PUNTERO_G); %%IRRADIANCIA ASOCIADA A LA PROBABILIDAD ESCOGIDA
19 PG=0.2*1.3*n*G_sol/1000000; %% POTENCIA MÁXIMA GENERADA POR EL PARQUE EÓLICO A CIERTA IRRADIANCIA
20
21 end

```



## G.4. Parámetros de línea

```

1  function [linedata,busdata]=LINEA(k)
2  if k==1      %Si el sistema es de 4 nudos
3  linedata=[1   1   2       0.01008,   0.05040,   3.815629,   -19.078144,   0.05125;
4             2   1   3       0.00744,   0.03720,   5.169561,   -25.847809,   0.03875;
5             3   2   4       0.00744,   0.03720,   5.169561,   -25.847809,   0.03875;
6             4   3   4       0.01272,   0.06360,   3.023705,   -15.118528,   0.06375];
7
8  busdata=[1   0,   0,   50,   30.99,   1.00,   0   1   11;
9           2   0,   0,   170,  105.35,  1.00,   0   2   22;
10          3   0,   0,   200,  123.94,  1.00,   0   3   44;
11          4   0,   0,   80,   49.58,   1.00,   0   2   33];
12  end
13
14  if k==2      %Si el sistema es de 12 nudos
15  linedata=[1,   1,   5,   0.0039,   0.0118,   25.2509,   -76.4001,   0.0106;
16             2,   2,   6,   0.0039,   0.0118,   25.2509,   -76.4001,   0.0106;
17             3,   3,   7,   0.0039,   0.0118,   25.2509,   -76.4001,   0.0106;
18             4,   4,   8,   0.0039,   0.0118,   25.2509,   -76.4001,   0.0106;
19             5,   5,   6,   0.0194,   0.0592,   4.9987,   -15.2538,   0.0528;
20             6,   6,   11,  0.027,   0.1093,  2.1301,   -8.6229,   0.0246;
21             7,   7,   8,   0.047,   0.1980,  1.1349,   -4.7811,   0.0438;
22             8,   8,   12,  0.027,   0.1093,  2.1301,   -8.6229,   0.0246;
23             9,   9,   10,  0.0291,  0.0864,  3.5011,   -10.3949,  0.0187;
24             10,  5,   9,   0.0291,  0.0864,  3.5011,   -10.3949,  0.0187;
25             11,  7,   10,  0.0291,  0.0864,  3.5011,   -10.3949,  0.0187;
26             12,  11,  12,  0.027,   0.1093,  2.1301,   -8.6229,   0.0246;
27             13,  1,   6,   0.0039,  0.0118,  25.2509,   -76.4001,  0.0106;
28             14,  5,   2,   0.0039,  0.0118,  25.2509,   -76.4001,  0.0106;
29             15,  7,   4,   0.0039,  0.0118,  25.2509,   -76.4001,  0.0106;
30             16,  3,   8,   0.0039,  0.0118,  25.2509,   -76.4001,  0.0106];
31
32  busdata=[1   0,   0,   80*0.3,   0,   1.00,   0,   1   11;
33           2   0,   0,   64*0.3,   0,   1.00,   0,   2   11;
34           3   0,   0,   32*0.3,   0,   1.00,   0,   2   33;
35           4   0,   0,   96*0.3,   0,   1.00,   0,   2   33;
36           5   0,   0,   400,   0,   1.00,   0,   2   11;
37           6   0,   0,   320,   0,   1.00,   0,   3   44;
38           7   0,   0,   510,   0,   1.00,   0,   3   44;
39           8   0,   0,   160,   0,   1.00,   0,   2   11;
40           9   0,   0,   80,   0,   1.00,   0,   2   22;
41          10   0,   0,   64,   0,   1.00,   0,   2   11;
42          11   0,   0,   32,   0,   1.00,   0,   2   11;
43          12   0,   0,   96,   0,   1.00,   0,   2   22];
44  end
45
46  end

```

## G.5. Función de disponibilidad de generación ERNC

```

1  function [d]=Disponibilidad(~)
2  -   n=rand(1);
3
4  -   if n<=0.05
5  -   d=0;
6  -   else
7  -   d=1;
8  -   end
9
10
11 - end

```

## G.6. Función de contingencias

```

1  function [FALLA]=Contingencia(1)
2
3  -   n=rand(1,1);
4  -   i=1;
5
6  -   while i<1+1
7  -   if n(i)<=0.05
8  -   if i==2
9  -   FALLA(i)=1;
10 -   else
11 -   FALLA(i)=0;
12 -   end
13 -   else
14
15 -   FALLA(i)=1;
16
17 -   end
18
19 -   i=i+1;
20
21 -   end
22
23 -   end

```

## G.7. Flujo de potencia 4 nudos

```

1  function [V,Ang,J,Pg,Qg,PerdidasP,PerdidasQ,T]=FLUJO_BRIAN_STOTT4N(Y_bus,Pg,Qg,Pl,Ql,V,Ang)
2  iter=0;
3  DELTA_P_Q=ones(5,1);
4  B_1=-imag(Y_bus(2:4,2:4));
5  B_2=-imag([Y_bus(2,2) Y_bus(2,4); Y_bus(4,2) Y_bus(4,4)]);
6  M=zeros(length(B_1(:,1)),length(B_2(:,1)));
7  N=zeros(length(B_2(:,1)),length(B_1(:,1)));
8  J=[B_1 M;N B_2];
9  P_est=(Pg-Pl);
10 Q_est=(Qg-Ql);
11 Error=0.01;
12
13 while norm(DELTA_P_Q)> Error
14 P_calc_osc=((V(1)^2)*real(Y_bus(1,1))) + (abs(V(1)*V(2)*abs(Y_bus(1,2))) *cos(angle(Y_bus(1,2))+Ang(2)-Ang(1))) + (ai
15 P_calc(1)= ((V(2)^2)*real(Y_bus(2,2))) + (abs(V(2)*V(1)*abs(Y_bus(2,1))) *cos(angle(Y_bus(2,1))+Ang(1)-Ang(2))) + (ai
16 P_calc(2)= ((V(3)^2)*real(Y_bus(3,3))) + (abs(V(3)*V(1)*abs(Y_bus(3,1))) *cos(angle(Y_bus(3,1))+Ang(1)-Ang(3))) + (ai
17 P_calc(3)= ((V(4)^2)*real(Y_bus(4,4))) + (abs(V(4)*V(1)*abs(Y_bus(4,1))) *cos(angle(Y_bus(4,1))+Ang(1)-Ang(4))) + (ai
18
19 Q_calc_osc=-(((V(1)^2)*imag(Y_bus(1,1))) + (abs(V(1)*V(2)*abs(Y_bus(1,2))) *sin(angle(Y_bus(1,2))+Ang(2)-Ang(1))) +
20 Q_calc(1)= -(((V(2)^2)*imag(Y_bus(2,2))) + (abs(V(2)*V(1)*abs(Y_bus(2,1))) *sin(angle(Y_bus(2,1))+Ang(1)-Ang(2))) +
21 Q_calc_PV3=-(((V(3)^2)*imag(Y_bus(3,3))) + (abs(V(3)*V(1)*abs(Y_bus(3,1))) *sin(angle(Y_bus(3,1))+Ang(1)-Ang(3))) +
22 Q_calc(2)= -(((V(4)^2)*imag(Y_bus(4,4))) + (abs(V(4)*V(1)*abs(Y_bus(4,1))) *sin(angle(Y_bus(4,1))+Ang(1)-Ang(4))) +
23
24 DELTA_P_Q(1)=P_est(2)-P_calc(1);
25 DELTA_P_Q(2)=P_est(3)-P_calc(2);
26 DELTA_P_Q(3)=P_est(4)-P_calc(3);
27 DELTA_P_Q(4)=Q_est(2)-Q_calc(1);
28 DELTA_P_Q(5)=Q_est(4)-Q_calc(2);
29
30 DELTA_ANG_V=J\DELTA_P_Q;
31
32 Ang(2)=Ang(2)+DELTA_ANG_V(1);
33 Ang(3)=Ang(3)+DELTA_ANG_V(2);
34 Ang(4)=Ang(4)+DELTA_ANG_V(3);
35
36 V(2)=V(2)+DELTA_ANG_V(4);
37 V(4)=V(4)+DELTA_ANG_V(5);
38
39 iter=iter+1;
40 end
41 %% DATOS GENERACIÓN BARRA 1
42 Pg(1)=P_calc_osc+Pl(1);
43 Qg(1)=Q_calc_osc+Ql(1);
44
45 %% POTENCIA REACTIVA BARRA 3 PV
46 Qg(3)=Q_calc_PV3+Ql(3);
47
48 %% POTENCIA TOTAL GENERADA
49 PG_T=Pg(1)+Pg(2)+Pg(3)+Pg(4);
50 QG_T=Qg(1)+Qg(2)+Qg(3)+Qg(4);
51
52 %% POTENCIA TOTAL CONSUMIDA
53 PC_T=Pl(1)+Pl(2)+Pl(3)+Pl(4);
54 QC_T=Ql(1)+Ql(2)+Ql(3)+Ql(4);
55
56 %% PERDIDAS
57 PerdidasP=PG_T-PC_T;
58 PerdidasQ=QG_T-QC_T;

```

```

59
60 %% VOLTAJES
61 V_barra(1)=V(1)*(cos(Ang(1))+sin(Ang(1))*sqrt(-1));
62 V_barra(2)=V(2)*(cos(Ang(2))+sin(Ang(2))*sqrt(-1));
63 V_barra(3)=V(3)*(cos(Ang(3))+sin(Ang(3))*sqrt(-1));
64 V_barra(4)=V(4)*(cos(Ang(4))+sin(Ang(4))*sqrt(-1));
65
66 %% CORRIENTES
67 I=zeros(4,1);
68 I(1)=(V_barra(2)-V_barra(1))*Y_bus(1,2);
69 I(2)=(V_barra(3)-V_barra(1))*Y_bus(1,3);
70 I(3)=(V_barra(4)-V_barra(2))*Y_bus(2,4);
71 I(4)=(V_barra(4)-V_barra(3))*Y_bus(3,4);
72
73 %% FLUJOS DE POTENCIA
74 for i=1:4
75     T(i)=V_barra(i)*conj(I(i));
76 end
77 end

```

## G.8. Flujo de potencia 12 nudos

```

1 function [V,Ang,J,Pg,Qg,PerdidasP,PerdidasQ,T]=FLUJO_BRIAN_STOTT12N(Y_bus,Pg,Qg,Pl,Qt,V,Ang)
2
3 DELTA_P_Q=ones(1,20);
4 T=zeros(1,16);
5 iter=0;
6 B_1=-imag(Y_bus(2:12,2:12));
7 B_2=-imag([Y_bus(2:5,2:5) Y_bus(2:5,8:12); Y_bus(8:12,2:5) Y_bus(8:12,8:12)]);
8 B1=B_1^-1;
9 B2=B_2^-1;
10 P_est=Pg-Pl;
11 Q_est=Qg-Qt;
12 M=zeros(length(B_1(:,1)),length(B_2(:,1)));
13 N=zeros(length(B_2(:,1)),length(B_1(:,1)));
14 J=[B_1 M;N B_2];
15
16 while norm(DELTA_P_Q)>0.01
17
18     P_calc_osc=((V(1)^2)*real(Y_bus(1,1))) + abs(V(1)*V(2)*abs(Y_bus(1,2)))*cos(angle(Y_bus(1,2))+Ang(2)-Ang(1)) + abs(V(1)*V(3)*abs(Y_bu
19     P_calc(1)=((V(2)^2)*real(Y_bus(2,2))) + abs(V(2)*V(1)*abs(Y_bus(2,1)))*cos(angle(Y_bus(2,1))+Ang(1)-Ang(2)) + abs(V(2)*V(3)*abs(Y_bus
20     P_calc(2)=((V(3)^2)*real(Y_bus(3,3))) + abs(V(3)*V(1)*abs(Y_bus(3,1)))*cos(angle(Y_bus(3,1))+Ang(1)-Ang(3)) + abs(V(3)*V(2)*abs(Y_bus
21     P_calc(3)=((V(4)^2)*real(Y_bus(4,4))) + abs(V(4)*V(1)*abs(Y_bus(4,1)))*cos(angle(Y_bus(4,1))+Ang(1)-Ang(4)) + abs(V(4)*V(2)*abs(Y_bus
22     P_calc(4)=((V(5)^2)*real(Y_bus(5,5))) + abs(V(5)*V(1)*abs(Y_bus(5,1)))*cos(angle(Y_bus(5,1))+Ang(1)-Ang(5)) + abs(V(5)*V(2)*abs(Y_bus
23     P_calc(5)=((V(6)^2)*real(Y_bus(6,6))) + abs(V(6)*V(1)*abs(Y_bus(6,1)))*cos(angle(Y_bus(6,1))+Ang(1)-Ang(6)) + abs(V(6)*V(2)*abs(Y_bus
24     P_calc(6)=((V(7)^2)*real(Y_bus(7,7))) + abs(V(7)*V(1)*abs(Y_bus(7,1)))*cos(angle(Y_bus(7,1))+Ang(1)-Ang(7)) + abs(V(7)*V(2)*abs(Y_bus
25     P_calc(7)=((V(8)^2)*real(Y_bus(8,8))) + abs(V(8)*V(1)*abs(Y_bus(8,1)))*cos(angle(Y_bus(8,1))+Ang(1)-Ang(8)) + abs(V(8)*V(2)*abs(Y_bus
26     P_calc(8)=((V(9)^2)*real(Y_bus(9,9))) + abs(V(9)*V(1)*abs(Y_bus(9,1)))*cos(angle(Y_bus(9,1))+Ang(1)-Ang(9)) + abs(V(9)*V(2)*abs(Y_bus
27     P_calc(9)=((V(10)^2)*real(Y_bus(10,10))) + abs(V(10)*V(1)*abs(Y_bus(10,1)))*cos(angle(Y_bus(10,1))+Ang(1)-Ang(10)) + abs(V(10)*V(2)*a
28     P_calc(10)=((V(11)^2)*real(Y_bus(11,11))) + abs(V(11)*V(1)*abs(Y_bus(11,1)))*cos(angle(Y_bus(11,1))+Ang(1)-Ang(11)) + abs(V(11)*V(2)*a
29     P_calc(11)=((V(12)^2)*real(Y_bus(12,12))) + abs(V(12)*V(1)*abs(Y_bus(12,1)))*cos(angle(Y_bus(12,1))+Ang(1)-Ang(12)) + abs(V(12)*V(2)*a

```

```

31 - Q_calc_osc=- (abs(V(1)*V(5)*abs(Y_bus(1,5))) *sin(angle(Y_bus(1,5))+Ang(5)-Ang(1))+abs(V(1)*V(2)*abs(Y_bus(1,2))) *sin(angle(Y_bus
32 - Q_calc(1)=- (abs(V(2)*V(5)*abs(Y_bus(2,5))) *sin(angle(Y_bus(2,5))+Ang(5)-Ang(2))+abs(V(2)*V(1)*abs(Y_bus(2,1))) *sin(angle(Y_bus(
33 - Q_calc(2)=- (abs(V(3)*V(5)*abs(Y_bus(3,5))) *sin(angle(Y_bus(3,5))+Ang(5)-Ang(3))+abs(V(3)*V(2)*abs(Y_bus(3,2))) *sin(angle(Y_bus(
34 - Q_calc(3)=- (abs(V(4)*V(5)*abs(Y_bus(4,5))) *sin(angle(Y_bus(4,5))+Ang(5)-Ang(4))+abs(V(4)*V(2)*abs(Y_bus(4,2))) *sin(angle(Y_bus(
35 - Q_calc(4)=- (abs(V(5)*V(1)*abs(Y_bus(5,1))) *sin(angle(Y_bus(5,1))+Ang(1)-Ang(5))+abs(V(5)*V(2)*abs(Y_bus(5,2))) *sin(angle(Y_bus(
36 - Q_calc_PV6=- (abs(V(6)*V(1)*abs(Y_bus(6,1))) *sin(angle(Y_bus(6,1))+Ang(1)-Ang(6))+abs(V(6)*V(2)*abs(Y_bus(6,2))) *sin(angle(Y_bus(
37 - Q_calc_PV7=- (abs(V(7)*V(1)*abs(Y_bus(7,1))) *sin(angle(Y_bus(7,1))+Ang(1)-Ang(7))+abs(V(7)*V(2)*abs(Y_bus(7,2))) *sin(angle(Y_bus
38 - Q_calc(5)=- (abs(V(8)*V(1)*abs(Y_bus(8,1))) *sin(angle(Y_bus(8,1))+Ang(1)-Ang(8))+abs(V(8)*V(2)*abs(Y_bus(8,2))) *sin(angle(Y_bus(
39 - Q_calc(6)=- (abs(V(9)*V(1)*abs(Y_bus(9,1))) *sin(angle(Y_bus(9,1))+Ang(1)-Ang(9))+abs(V(9)*V(2)*abs(Y_bus(9,2))) *sin(angle(Y_bus(
40 - Q_calc(7)=- (abs(V(10)*V(1)*abs(Y_bus(10,1))) *sin(angle(Y_bus(10,1))+Ang(1)-Ang(10))+abs(V(10)*V(2)*abs(Y_bus(10,2))) *sin(angle(
41 - Q_calc(8)=- (abs(V(11)*V(1)*abs(Y_bus(11,1))) *sin(angle(Y_bus(11,1))+Ang(1)-Ang(11))+abs(V(11)*V(2)*abs(Y_bus(11,2))) *sin(angle(
42 - Q_calc(9)=- (abs(V(12)*V(1)*abs(Y_bus(12,1))) *sin(angle(Y_bus(12,1))+Ang(1)-Ang(12))+abs(V(12)*V(2)*abs(Y_bus(12,2))) *sin(angle(
43
44 - DELTA_P(1)=P_est(2)-P_calc(1);
45 - DELTA_P(2)=P_est(3)-P_calc(2);
46 - DELTA_P(3)=P_est(4)-P_calc(3);
47 - DELTA_P(4)=P_est(5)-P_calc(4);
48 - DELTA_P(5)=P_est(6)-P_calc(5);
49 - DELTA_P(6)=P_est(7)-P_calc(6);
50 - DELTA_P(7)=P_est(8)-P_calc(7);
51 - DELTA_P(8)=P_est(9)-P_calc(8);
52 - DELTA_P(9)=P_est(10)-P_calc(9);
53 - DELTA_P(10)=P_est(11)-P_calc(10);
54 - DELTA_P(11)=P_est(12)-P_calc(11);
55
56 - DELTA_Q(1)=Q_est(2)-Q_calc(1);
57 - DELTA_Q(2)=Q_est(3)-Q_calc(2);
58 - DELTA_Q(3)=Q_est(4)-Q_calc(3);
59 - DELTA_Q(4)=Q_est(5)-Q_calc(4);
60 - DELTA_Q(5)=Q_est(8)-Q_calc(5);
61 - DELTA_Q(6)=Q_est(9)-Q_calc(6);
62 - DELTA_Q(7)=Q_est(10)-Q_calc(7);
63 - DELTA_Q(8)=Q_est(11)-Q_calc(8);
64 - DELTA_Q(9)=Q_est(12)-Q_calc(9);
65
66 - DELTA_ANG=B1*DELTA_P';
67 - DELTA_V=B2*DELTA_Q';
68
69 - Ang(2)=Ang(2)+DELTA_ANG(1);
70 - Ang(3)=Ang(3)+DELTA_ANG(2);
71 - Ang(4)=Ang(4)+DELTA_ANG(3);
72 - Ang(5)=Ang(5)+DELTA_ANG(4);
73 - Ang(6)=Ang(6)+DELTA_ANG(5);
74 - Ang(7)=Ang(7)+DELTA_ANG(6);
75 - Ang(8)=Ang(8)+DELTA_ANG(7);
76 - Ang(9)=Ang(9)+DELTA_ANG(8);
77 - Ang(10)=Ang(10)+DELTA_ANG(9);
78 - Ang(11)=Ang(11)+DELTA_ANG(10);
79 - Ang(12)=Ang(12)+DELTA_ANG(11);
80
81 - V(2)=V(2)+DELTA_V(1);
82 - V(3)=V(3)+DELTA_V(2);
83 - V(4)=V(4)+DELTA_V(3);
84 - V(5)=V(5)+DELTA_V(4);

```

```

86 -     V(8)=V(8)+DELTA_V(5);
87 -     V(9)=V(9)+DELTA_V(6);
88 -     V(10)=V(10)+DELTA_V(7);
89 -     V(11)=V(11)+DELTA_V(8);
90 -     V(12)=V(12)+DELTA_V(9);
91
92 -     DELTA_P_Q=[DELTA_P DELTA_Q];
93
94 -     iter=iter+1;
95 - end
96
97 - VF(:)=V';
98 - ANGE(:)=Ang';
99
100 %% GENERACIÓN BARRA 1
101 - Pg(1)=P_calc_osc+Pl(1);
102 - Qg(1)=Q_calc_osc+Ql(1);
103
104 %% REACTIVOS BARRAS PV (BARRAS 6 Y 7)
105 - Qg(6)=Q_calc_PV6+Ql(6);
106 - Qg(7)=Q_calc_PV7+Ql(7);
107
108 %% POTENCIA TOTAL GENERADA
109 - PG_T=Pg(1)+Pg(2)+Pg(3)+Pg(4)+Pg(5)+Pg(6)+Pg(7)+Pg(8)+Pg(9)+Pg(10)+Pg(11)+Pg(12);
110 - QG_T=Qg(1)+Qg(2)+Qg(3)+Qg(4)+Qg(5)+Qg(6)+Qg(7)+Qg(8)+Qg(9)+Qg(10)+Qg(11)+Qg(12);
111
112 %% POTENCIA TOTAL CONSUMIDA
113 - PC_T=Pl(1)+Pl(2)+Pl(3)+Pl(4)+Pl(5)+Pl(6)+Pl(7)+Pl(8)+Pl(9)+Pl(10)+Pl(11)+Pl(12);
114 - QC_T=Ql(1)+Ql(2)+Ql(3)+Ql(4)+Ql(5)+Ql(6)+Ql(7)+Ql(8)+Ql(9)+Ql(10)+Ql(11)+Ql(12);
115
116
117 %% PERDIDAS
118 - PerdidasP=PG_T-PC_T;
119 - PerdidasQ=QG_T-QC_T;
120
121 %% VOLTAJES
122 - V_barra(1)=V(1)*(cos(Ang(1))+sin(Ang(1))*sqrt(-1));
123 - V_barra(2)=V(2)*(cos(Ang(2))+sin(Ang(2))*sqrt(-1));
124 - V_barra(3)=V(3)*(cos(Ang(3))+sin(Ang(3))*sqrt(-1));
125 - V_barra(4)=V(4)*(cos(Ang(4))+sin(Ang(4))*sqrt(-1));
126 - V_barra(5)=V(1)*(cos(Ang(5))+sin(Ang(5))*sqrt(-1));
127 - V_barra(6)=V(2)*(cos(Ang(6))+sin(Ang(6))*sqrt(-1));
128 - V_barra(7)=V(3)*(cos(Ang(7))+sin(Ang(7))*sqrt(-1));
129 - V_barra(8)=V(4)*(cos(Ang(8))+sin(Ang(8))*sqrt(-1));
130 - V_barra(9)=V(1)*(cos(Ang(9))+sin(Ang(9))*sqrt(-1));
131 - V_barra(10)=V(2)*(cos(Ang(10))+sin(Ang(10))*sqrt(-1));
132 - V_barra(11)=V(3)*(cos(Ang(11))+sin(Ang(11))*sqrt(-1));
133 - V_barra(12)=V(4)*(cos(Ang(12))+sin(Ang(12))*sqrt(-1));
134
135

```

```

136 %% CORRIENTES
137 I=zeros(16,1);
138 I(1)=(V_barra(5)-V_barra(1))*Y_bus(1,5);
139 I(2)=(V_barra(6)-V_barra(2))*Y_bus(2,6);
140 I(3)=(V_barra(7)-V_barra(3))*Y_bus(3,7);
141 I(4)=(V_barra(8)-V_barra(4))*Y_bus(4,8);
142 I(5)=(V_barra(6)-V_barra(5))*Y_bus(5,6);
143 I(6)=(V_barra(11)-V_barra(6))*Y_bus(6,11);
144 I(7)=(V_barra(7)-V_barra(8))*Y_bus(8,7);
145 I(8)=(V_barra(12)-V_barra(8))*Y_bus(8,12);
146 I(9)=(V_barra(10)-V_barra(9))*Y_bus(9,10);
147 I(10)=(V_barra(9)-V_barra(5))*Y_bus(5,9);
148 I(11)=(V_barra(10)-V_barra(7))*Y_bus(7,10);
149 I(12)=(V_barra(12)-V_barra(11))*Y_bus(11,12);
150 I(13)=(V_barra(6)-V_barra(1))*Y_bus(1,6);
151 I(14)=(V_barra(2)-V_barra(5))*Y_bus(5,2);
152 I(15)=(V_barra(4)-V_barra(7))*Y_bus(7,4);
153 I(16)=(V_barra(8)-V_barra(3))*Y_bus(3,8);
154
155 %% FLUJOS DE POTENCIA
156 T(1)=V_barra(1)*conj(I(1));
157 T(2)=V_barra(2)*conj(I(2));
158 T(3)=V_barra(3)*conj(I(3));
159 T(4)=V_barra(4)*conj(I(4));
160 T(5)=V_barra(5)*conj(I(5));
161 T(6)=V_barra(6)*conj(I(6));
162 T(7)=V_barra(8)*conj(I(7));
163 T(8)=V_barra(8)*conj(I(8));
164 T(9)=V_barra(9)*conj(I(9));
165 T(10)=V_barra(5)*conj(I(10));
166 T(11)=V_barra(7)*conj(I(11));
167 T(12)=V_barra(11)*conj(I(12));
168 T(13)=V_barra(1)*conj(I(13));
169 T(14)=V_barra(5)*conj(I(14));
170 T(15)=V_barra(7)*conj(I(15));
171 T(16)=V_barra(3)*conj(I(16));
172
173
174 end

```

## G.9. Función de gradiente sistema 1 (4 nudos)

```

1  function [GRAD_F,Lamda,dg_u,df_u,Pg,V]=GRADIENTE4N(V,Ang,Pg,P1,Q1,Y_bus,J,c)
2
3  syms V1 V2 V3 V4 d1 d2 d3 d4 Pg2 Pg3 Pg4 Qg2 Qg4
4
5  %% COEFICIENTES DE COSTOS
6  a0=500;
7  a1=6.5;
8  a2=0.0325;
9  b0=240;
10 b1=5;
11 b2=0.0125;
12
13 %% VECTOR INCÓGNITAS
14 X=[d2;d3;d4;V2;V4]; %VOLTAJE Y ÁNGULO DE BARRAS PQ, ÁNGULO DE BARRAS PV
15
16 %% POTENCIA CALCULADO BARRA 1
17 P1=((V1^2)*real(Y_bus(1,1))) + (abs(V1*V2*abs(Y_bus(1,2)))*cos(angle(Y_bus(1,2))+d2-d1)) + (abs(V1*V3*abs(Y_bus(1,3)))*cos(angle(Y_bus(1,3))+d2-d1));
18
19 %% FUNCIÓN OBJETIVO
20 f_x_u=a0+a1*(P1+P1(1))+a2*(P1+P1(1))^2+b0+b1*(Pg3)+b2*(Pg3)^2;
21 df_x=gradient(f_x_u,X);
22 df_x=subs(df_x,{V1,V2,V3,V4,d1,d2,d3,d4},{V(1),V(2),V(3),V(4),Ang(1),Ang(2),Ang(3),Ang(4)});
23
24 %% MULTIPLICADORES DE LAGRANGE
25 Lamda=(J')^(-1)*(-df_x);
26 Lamda=round(Lamda,4);
27
28 %% VARIABLES DE CONTROL
29 u=[Pg3;V3]; %VARIABLES DE CONTROL
30
31 %% GRADIENTE
32 df_u=gradient(f_x_u,u); %derivada de función objetivo con respecto a las variables de control
33 df_u=subs(df_u,{Pg3,V1,V2,V3,V4,d1,d2,d3,d4},{Pg(3),V(1),V(2),V(3),V(4),Ang(1),Ang(2),Ang(3),Ang(4)});
34 df_u=round(df_u,4);
35
36 P2= ((V2^2)*real(Y_bus(2,2))) + (abs(V2*V1*abs(Y_bus(2,1)))*cos(angle(Y_bus(2,1))+d1-d2)) + (abs(V2*V3*abs(Y_bus(2,3)))*cos(angle(Y_bus(2,3))+d1-d2));
37 P3= ((V3^2)*real(Y_bus(3,3))) + (abs(V3*V1*abs(Y_bus(3,1)))*cos(angle(Y_bus(3,1))+d1-d3)) + (abs(V3*V2*abs(Y_bus(3,2)))*cos(angle(Y_bus(3,2))+d1-d3));
38 P4= ((V4^2)*real(Y_bus(4,4))) + (abs(V4*V1*abs(Y_bus(4,1)))*cos(angle(Y_bus(4,1))+d1-d4)) + (abs(V4*V2*abs(Y_bus(4,2)))*cos(angle(Y_bus(4,2))+d1-d4));
39
40 Q2= -((V2^2)*imag(Y_bus(2,2))) + (abs(V2*V1*abs(Y_bus(2,1)))*sin(angle(Y_bus(2,1))+d1-d2)) + (abs(V2*V3*abs(Y_bus(2,3)))*sin(angle(Y_bus(2,3))+d1-d2));
41 Q4= -((V4^2)*imag(Y_bus(4,4))) + (abs(V4*V1*abs(Y_bus(4,1)))*sin(angle(Y_bus(4,1))+d1-d4)) + (abs(V4*V2*abs(Y_bus(4,2)))*sin(angle(Y_bus(4,2))+d1-d4));
42
43 g=[P2-(Pg2-P1(2));P3-(Pg3-P1(3));P4-(Pg4-P1(4));Q2-(Qg2-Q1(2));Q4-(Qg4-Q1(4))];
44 % g=[(Pg2-P1(2))-P1;(Pg3-P1(3))-P3;(Pg4-P1(4))-P4;(Qg2-Q1(2))-Q2;(Qg4-Q1(4))-Q4];
45 dg_u=jacobian(g,u);
46 dg_u=subs(dg_u,{V1,V2,V3,V4,d1,d2,d3,d4},{V(1),V(2),V(3),V(4),Ang(1),Ang(2),Ang(3),Ang(4)});
47 dg_u=round(dg_u,4);
48
49 GRAD_F=df_u+(dg_u')*Lamda;
50 du=-c*GRAD_F; %incremento de las variables de control delta u
51 Pg(3)=Pg(3)+du(1);
52 V(3)=V(3)+du(2);
53
54 %% RESTRICCIONES DE CONTROL
55
56 if Pg(3)>200/100 %APLICACIÓN DE LÍMITES DE CONTROL
57     Pg(3)=200/100;
58 end
59 if V(3)>1.05
60     V(3)=1.05;
61 end
62 if Pg(3)<20/100
63     Pg(3)=20/100;
64 end
65 if V(3)<0.95
66     V(3)=0.95;
67 end
68 end

```



## G.10. Función de gradiente sistema 2 (12 nudos)

```

1 function [GRAD_F, Lamda, dg_u, df_u, Pg, V]=GRADIENTE12N(V, Ang, Pg, Pl, Q1, Y_bus, J, c)
2
3
4 %% COEFICIENTES DE COSTOS
5 a0=500;
6 a1=6.5;
7 a2=0.0325;
8 b0=240;
9 b1=5;
10 b2=0.0125;
11 c0=200;
12 c1=6;
13 c2=0.02;
14
15 %% VECTOR DE INCÓGNITAS
16 X=[d2;d3;d4;d5;d6;d7;d8;d9;d10;d11;d12;V2;V3;V4;V5;V8;V9;V10;V11;V12];
17
18 %% POTENCIA GENERADA BARRA 1 Y 3
19 P1=((V1^2)*real(Y_bus(1,1))) + abs(V1*V2*abs(Y_bus(1,2)))*cos(angle(Y_bus(1,2))+d2-d1) + abs(V1*V3*abs(Y_bus(1,3)))*cos(angle(Y_bus(1,3))+d3-d1);
20
21 %% FUNCIÓN OBJETIVO
22 f_x_u=a0+a1*(P1+P1(1))+a2*(P1+P1(1))^2+b0+b1*(Pg6)+b2*(Pg6)^2+c0+c1*(Pg7)+c2*(Pg7)^2;
23 df_x=gradient(f_x_u,X);
24 df_x=subs(df_x, {V1,V2,V3,V4,V5,V6,V7,V8,V9,V10,V11,V12,d1,d2,d3,d4,d5,d6,d7,d8,d9,d10,d11,d12}, {V(1),V(2),V(3),V(4),V(5),V(6),V(7),V(8),V(9)});
25
26 %% MULTIPLICADORES DE LAGRANGE
27 Lamda=(J')^(-1)*(-df_x);
28 Lamda=round(Lamda,4);
29
30 %% DERIVADA FUNCIÓN OBJETIVO CON RESPECTO A VARIABLES DE CONTROL
31 u={Pg6;Pg7;V6;V7};
32 df_u=gradient(f_x_u,u);
33 df_u=subs(df_u, {Pg6,Pg7,V1,V2,V3,V4,V5,V6,V7,V8,V9,V10,V11,V12,d1,d2,d3,d4,d5,d6,d7,d8,d9,d10,d11,d12}, {Pg(6),Pg(7),V(1),V(2),V(3),V(4),V(5)});
34 df_u=round(df_u,4);
35
36 P2=((V2^2)*real(Y_bus(2,2))) + abs(V2*V1*abs(Y_bus(2,1)))*cos(angle(Y_bus(2,1))+d1-d2) + abs(V2*V3*abs(Y_bus(2,3)))*cos(angle(Y_bus(2,3))+d3-d2);
37 P3=((V3^2)*real(Y_bus(3,3))) + abs(V3*V1*abs(Y_bus(3,1)))*cos(angle(Y_bus(3,1))+d1-d3) + abs(V3*V2*abs(Y_bus(3,2)))*cos(angle(Y_bus(3,2))+d2-d3);
38 P4=((V4^2)*real(Y_bus(4,4))) + abs(V4*V1*abs(Y_bus(4,1)))*cos(angle(Y_bus(4,1))+d1-d4) + abs(V4*V2*abs(Y_bus(4,2)))*cos(angle(Y_bus(4,2))+d2-d4);
39 P5=((V5^2)*real(Y_bus(5,5))) + abs(V5*V1*abs(Y_bus(5,1)))*cos(angle(Y_bus(5,1))+d1-d5) + abs(V5*V2*abs(Y_bus(5,2)))*cos(angle(Y_bus(5,2))+d2-d5);
40 P6=((V6^2)*real(Y_bus(6,6))) + abs(V6*V1*abs(Y_bus(6,1)))*cos(angle(Y_bus(6,1))+d1-d6) + abs(V6*V2*abs(Y_bus(6,2)))*cos(angle(Y_bus(6,2))+d2-d6);
41 P7=((V7^2)*real(Y_bus(7,7))) + abs(V7*V1*abs(Y_bus(7,1)))*cos(angle(Y_bus(7,1))+d1-d7) + abs(V7*V2*abs(Y_bus(7,2)))*cos(angle(Y_bus(7,2))+d2-d7);
42 P8=((V8^2)*real(Y_bus(8,8))) + abs(V8*V1*abs(Y_bus(8,1)))*cos(angle(Y_bus(8,1))+d1-d8) + abs(V8*V2*abs(Y_bus(8,2)))*cos(angle(Y_bus(8,2))+d2-d8);
43 P9=((V9^2)*real(Y_bus(9,9))) + abs(V9*V1*abs(Y_bus(9,1)))*cos(angle(Y_bus(9,1))+d1-d9) + abs(V9*V2*abs(Y_bus(9,2)))*cos(angle(Y_bus(9,2))+d2-d9);
44 P10=((V10^2)*real(Y_bus(10,10))) + abs(V10*V1*abs(Y_bus(10,1)))*cos(angle(Y_bus(10,1))+d1-d10) + abs(V10*V2*abs(Y_bus(10,2)))*cos(angle(Y_bus(10,2))+d2-d10);
45 P11=((V11^2)*real(Y_bus(11,11))) + abs(V11*V1*abs(Y_bus(11,1)))*cos(angle(Y_bus(11,1))+d1-d11) + abs(V11*V2*abs(Y_bus(11,2)))*cos(angle(Y_bus(11,2))+d2-d11);
46 P12=((V12^2)*real(Y_bus(12,12))) + abs(V12*V1*abs(Y_bus(12,1)))*cos(angle(Y_bus(12,1))+d1-d12) + abs(V12*V2*abs(Y_bus(12,2)))*cos(angle(Y_bus(12,2))+d2-d12);
47
48
49 Q2=- (abs(V2*V5*abs(Y_bus(2,5)))*sin(angle(Y_bus(2,5))+d5-d2) + abs(V2*V1*abs(Y_bus(2,1)))*sin(angle(Y_bus(2,1))+d1-d2) + abs(V2*V3*abs(Y_bus(2,3)))*sin(angle(Y_bus(2,3))+d3-d2));
50 Q3=- (abs(V3*V5*abs(Y_bus(3,5)))*sin(angle(Y_bus(3,5))+d5-d3) + abs(V3*V2*abs(Y_bus(3,2)))*sin(angle(Y_bus(3,2))+d2-d3) + abs(V3*V1*abs(Y_bus(3,1)))*sin(angle(Y_bus(3,1))+d1-d3));
51 Q4=- (abs(V4*V5*abs(Y_bus(4,5)))*sin(angle(Y_bus(4,5))+d5-d4) + abs(V4*V2*abs(Y_bus(4,2)))*sin(angle(Y_bus(4,2))+d2-d4) + abs(V4*V3*abs(Y_bus(4,3)))*sin(angle(Y_bus(4,3))+d3-d4));
52 Q5=- (abs(V5*V1*abs(Y_bus(5,1)))*sin(angle(Y_bus(5,1))+d1-d5) + abs(V5*V2*abs(Y_bus(5,2)))*sin(angle(Y_bus(5,2))+d2-d5) + abs(V5*V3*abs(Y_bus(5,3)))*sin(angle(Y_bus(5,3))+d3-d5));
53 Q8=- (abs(V8*V1*abs(Y_bus(8,1)))*sin(angle(Y_bus(8,1))+d1-d8) + abs(V8*V2*abs(Y_bus(8,2)))*sin(angle(Y_bus(8,2))+d2-d8) + abs(V8*V3*abs(Y_bus(8,3)))*sin(angle(Y_bus(8,3))+d3-d8));
54 Q9=- (abs(V9*V1*abs(Y_bus(9,1)))*sin(angle(Y_bus(9,1))+d1-d9) + abs(V9*V2*abs(Y_bus(9,2)))*sin(angle(Y_bus(9,2))+d2-d9) + abs(V9*V3*abs(Y_bus(9,3)))*sin(angle(Y_bus(9,3))+d3-d9));
55 Q10=- (abs(V10*V1*abs(Y_bus(10,1)))*sin(angle(Y_bus(10,1))+d1-d10) + abs(V10*V2*abs(Y_bus(10,2)))*sin(angle(Y_bus(10,2))+d2-d10) + abs(V10*V3*abs(Y_bus(10,3)))*sin(angle(Y_bus(10,3))+d3-d10));
56 Q11=- (abs(V11*V1*abs(Y_bus(11,1)))*sin(angle(Y_bus(11,1))+d1-d11) + abs(V11*V2*abs(Y_bus(11,2)))*sin(angle(Y_bus(11,2))+d2-d11) + abs(V11*V3*abs(Y_bus(11,3)))*sin(angle(Y_bus(11,3))+d3-d11));
57 Q12=- (abs(V12*V1*abs(Y_bus(12,1)))*sin(angle(Y_bus(12,1))+d1-d12) + abs(V12*V2*abs(Y_bus(12,2)))*sin(angle(Y_bus(12,2))+d2-d12) + abs(V12*V3*abs(Y_bus(12,3)))*sin(angle(Y_bus(12,3))+d3-d12));
58

```

```

61 - g=[P2-(Pg2-P1(2));P3-(Pg3-P1(3));P4-(Pg4-P1(4));P5-(Pg5-P1(5));P6-(Pg6-P1(6));P7-(Pg7-P1(7));P8-(Pg8-P1(8));P9-(Pg9-P1(9));P10-(Pg10-P1(10);
62
63 - dg_u=jacobian(g,u);
64 - dg_u=subs(dg_u,{V1,V2,V3,V4,V5,V6,V7,V8,V9,V10,V11,V12,d1,d2,d3,d4,d5,d6,d7,d8,d9,d10,d11,d12},{V(1),V(2),V(3),V(4),V(5),V(6),V(7),V(8),V(9),V(10),V(11),V(12),d1,d2,d3,d4,d5,d6,d7,d8,d9,d10,d11,d12});
65 - dg_u=round(dg_u,4);
66
67 - %% GRADIENTE
68 - GRAD_F=df_u+(dg_u')*Lamda;
69 - du=-c*GRAD_F; %incremento de las variables de control delta u
70 - Pg(6)=Pg(6)+du(1);
71 - Pg(7)=Pg(7)+du(2);
72 - V(6)=V(6)+du(3);
73 - V(7)=V(7)+du(4);
74
75 - if Pg(6)>450/100 %APLICACIÓN DE LÍMITES DE CONTROL
76 -     Pg(6)=450/100;
77 - end
78 - if Pg(6)<45/100
79 -     Pg(6)=45/100;
80 - end
81 - if Pg(7)>500/100 %APLICACIÓN DE LÍMITES DE CONTROL
82 -     Pg(7)=500/100;
83 - end
84 - if Pg(7)<50/100
85 -     Pg(7)=50/100;
86 - end
87 - if V(6)>1.05
88 -     V(6)=1.05;
89 - end
90 - if V(6)<0.95
91 -     V(6)=0.95;
92 - end
93 - if V(7)>1.05
94 -     V(7)=1.05;
95 - end
96 - if V(7)<0.95
97 -     V(7)=0.95;
98 - end
99
100 - end

```

