

**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**

---

---

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA**

**SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA EN SISTEMAS  
ELÉCTRICOS DE POTENCIA CONTEMPLANDO EL  
EFECTO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

**TESIS**

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:  
MAESTRO EN CIENCIAS  
EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**PRESENTA:**

**SAÚL RAMCES SÁNCHEZ LÓPEZ**



**MÉXICO, D. F.**

**2015**







# RESUMEN

El constante aumento en la demanda de energía eléctrica, la búsqueda de implementar fuentes de energía eléctrica más amigables con el medio ambiente y cuestiones económicas, ha llevado al estudio y desarrollo de fuentes de generación eléctrica a pequeña escala, conocida como generación distribuida (GD).

La inclusión de GD en los sistemas de distribución es cada vez más común, de ahí la importancia de analizar el impacto que tienen este tipo de fuentes en las redes eléctricas, desde el punto de vista de planeación y operación.

Los estudios de estabilidad son de gran importancia para la operación de las redes eléctricas, ya que estos estudios, proporcionan información sobre el comportamiento del sistema cuando se presentan algunas contingencias, permitiéndoles a los operadores planificar acciones para una contingencia.

En los estudios de estabilidad transitoria para el modelo clásico de la máquina síncrona, se emplearon tres programas distintos: se implementó un programa en Fortran 90, el programa PST (Power System Toolbox) y por último el paquete comercial PSS/E. Finalmente para estudios de estabilidad transitoria con el modelo de la máquina síncrona con controles, aerogenerador y celda fotovoltaica, se utilizó únicamente el programa PSS/E.

En este trabajo se llevaron a cabo estudios de estabilidad para evaluar el impacto que tiene la GD en la estabilidad transitoria del sistema eléctrico de potencia (SEP) ante grandes disturbios. Los estudios fueron realizados a tres redes de prueba propuestas, en las cuales se representaron la red de transmisión y la red de distribución. En las redes de prueba se usaron fuentes de GD como: generadores síncronos, aerogeneradores de inducción y celdas fotovoltaicas.



# ABSTRACT

The constant increase in the electric power demand, the search of implementing sources of electric power, more friendly with the environment and economic questions, has led to the study and development of sources of electrical generation to small scale, known as distributed generation (DG).

The inclusion of DG, in distribution systems is becoming increasingly common, hence the importance of analyzing the impact that such sources could have, in the electricity networks, from point of view of planning and operation.

The stability studies are of great importance for the operation of the electricity networks, because these studies provide information about the behavior of the system, when there are some contingencies, allowing the operators planning actions to a contingency.

The studies of transient angular stability for the synchronous machines classic model, three different programs; a program implemented in Fortran 90, PST program (Power System Toolbox), and finally, the commercial package PSS/E. For studies of transient angular stability with the model of the synchronous machine with controls, wind turbine and photovoltaic cell, was used.

In this work stability studies were done to assess the impact of DG in the transient angular stability of the electric power system, caused by a large disturbance. The studies were carried out at three test networks proposals, in which was used the power network and the distribution network. In the test networks were used as sources of DG: synchronous generators, wind turbine and photovoltaic cells.





# DEDICATORIAS

A dios

Por permitirme llegar hasta donde me encuentro el día de hoy.

A mi Mama

Angelina

A quien respeto, admiro y amo con todo mi corazón y a quien le doy gracias por todos los sacrificios que ha hecho por mí y el apoyo incondicional que siempre ha tenido con migo.

A mi Papa

Saúl

A quien me ha enseñado a respetar, a trabajar, al que le agradezco por enseñarme cosas que en un libro no se aprenden. A quien le doy gracias por siempre apoyarme y motivarme a ser una mejor persona. Gracia Papa te amo.

A mis Hermanos y Hermanas

Marisol, Sagrario, Spencer, Sinaí

Que siempre me han apoyado en cada una de las decisiones que he tomado y que siempre me motivan a seguir superándome.



# AGRADECIMIENTOS

Al Dr. Daniel Olguín Salinas, que más allá de haber sido mi asesor, lo considero un amigo, a quien le agradezco por la paciencia que tuvo con migo y por las amenas charlas sobre la fiesta brava.

A la comisión revisora de este trabajo conformada por los profesores: Dr. David Romero Romero, Dr. Ricardo Octavio Arturo Mota Palomino, Dr. Daniel Ruiz Vega, Dr. Germán Rosas Ortiz y el Dr. David Sebastián Baltasar.

Al Instituto Politecnico Nacional quien es mi segunda casa desde que comenze mis estudios en la ESIME Zacatenco.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología CONACYT por el apoyo financiero recibido para mi manutencion y para esta investigacion.



# CONTENIDO

<b>RESUMEN</b> .....	VII
<b>ABSTRACT</b> .....	IX
<b>DEDICATORIAS</b> .....	XI
<b>AGRADECIMIENTOS</b> .....	XIII
<b>CONTENIDO</b> .....	XV
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	XVIII
<b>LISTA DE TABLAS</b> .....	XX
<b>SIMBOLOGÍA</b> .....	XXI
<b>ABREVIATURAS</b> .....	XXIII
<b>1 INTRODUCCIÓN</b> .....	1
1.1 Introducción .....	1
1.2 Objetivos .....	2
1.2.1 Objetivo General .....	2
1.2.2 Objetivos Particulares .....	2
1.3 Justificación .....	2
1.4 Alcances y Limitaciones .....	4
1.5 Antecedentes Históricos .....	4
1.6 Aportaciones .....	5
1.7 Estructura de la Tesis .....	6
<b>2 DESCRIPCIÓN DE FUENTES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA</b> .....	8
2.1 Introducción .....	8
2.2 Definición de Generación Distribuida .....	10
2.3 Elección de la Definición de GD .....	11
2.4 Indicadores de Integración de GD .....	12
2.4.1 Nivel de Penetración .....	12
2.4.2 Nivel de Dispersión .....	12
2.5 Tecnologías Empleadas en la GD .....	13
2.5.1 Hidroeléctricas Pequeñas .....	14
2.5.2 Turbina de Gas .....	14

2.5.3	Turbina de Ciclo Combinado .....	15
2.5.4	Micro Turbina .....	16
2.5.5	Sistema de Conversión de la Energía del Viento (Turbina Eólica).....	17
2.5.5.1	Descripción General de las Topologías para la Turbina Eólica.....	18
2.5.5.2	Descripción General del Control de Potencia .....	19
2.5.5.3	Tipos de Generadores Eólicos .....	20
2.5.6	Sistemas Fotovoltaicos.....	22
2.5.6.1	Componentes Principales de una Celda Fotovoltaica.....	24
2.5.6.2	Tipos de Plantas Fotovoltaicas .....	26
<b>3</b>	<b>MODELADO DE FUENTES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA, PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA .....</b>	<b>29</b>
3.1	Introducción .....	29
3.2	Definiciones y Clasificación de la Estabilidad .....	29
3.2.1	Estabilidad Angular.....	30
3.3	Estudio de Flujos de Potencia .....	32
3.3.1	Estudio de Flujo de Potencia en Redes de Transmisión.....	32
3.3.2	Estudio de Flujo de Potencia en Redes de Distribución .....	33
3.3.3	Elección de la Topología de la Red a Emplear .....	34
3.4	Modelos de Generadores.....	37
3.4.1	Modelo Clásico de la Máquina Síncrona .....	37
3.4.2	Modelo con Controles de la Máquina Síncrona .....	38
3.4.3	Modelo del Generador de Inducción .....	40
3.5	Modelos de Interfaz Electrónica .....	44
<b>4</b>	<b>APLICACIÓN DE ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS..</b>	<b>47</b>
4.1	Introducción .....	47
4.2	Red de Prueba Anderson Modificado 1 .....	48
4.2.1	Obtención de los Tiempos Críticos de Liberación .....	50
4.2.2	Comparación de los distintos programas empleados.....	52
4.3	Red de Prueba Anderson Modificado 2 .....	57
4.3.1	Comportamiento del Perfil de Voltaje en los Nodos a Diferentes Niveles de Penetración .....	59
4.3.2	Falla Trifásica en los Nodos del SEP.....	60

4.3.2.1	Modelos de Carga.....	62
4.3.3	Falla trifásica en Distribución .....	66
4.3.4	Pérdida Súbita de Generación.....	67
4.3.4.1	Caso 1 .....	68
4.3.4.2	Caso 2 .....	70
4.3.4.3	Caso 3 .....	72
4.3.4.4	Caso 4 .....	74
4.3.4.5	Caso 5 .....	76
4.4	Red de Prueba Anderson Modificado 3 .....	78
4.4.1	Comportamiento de la Potencia Activa y Reactiva de la planta PV .....	81
4.4.2	Falla Trifásica en los Nodos del SEP.....	82
4.4.3	Equivalente de un Parque Eólico para un Nivel de Penetración de 45.95%.....	85
<b>5</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>90</b>
5.1	CONCLUSIONES .....	90
5.2	APORTACIONES .....	91
5.3	RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS .....	92
	<b>REFERENCIAS .....</b>	<b>93</b>
	<b>APÉNDICE A. REDES DE PRUEBA .....</b>	<b>98</b>
	Apéndice A.1 Red de distribución de 28 nodos .....	98
	Apéndice A.2 Red de prueba Anderson modificado 1 .....	100
	Apéndice A.3 Red de prueba Anderson modificado 2 .....	106
	Apéndice A.4 Red de prueba Anderson modificado 3 .....	112
	Apéndice A.4.1 Parque eólico .....	114
	<b>APÉNDICE B. PROGRAMAS UTILIZADOS EN LA TESIS .....</b>	<b>117</b>
	Apéndice B.1 Programa ESTABILIDAD.FOR .....	117
	Apéndice B.1.1 Algoritmo de ESTABILIDAD.FOR.....	117
	Apéndice B.1.2 Archivo de entrada y salida para el programa ESTABILIDAD.FOR .....	119
	Apéndice B.2 Programa PST .....	120
	Apéndice B.3 Programa PSS/E.....	122

# LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Concepción tradicional del suministro de energía eléctrica [11].....	8
Figura 2.2. Concepción del suministro de energía eléctrica [11].....	9
Figura 2.3. Diagrama esquemático para una turbina de gas [25].....	15
Figura 2.4. Diagrama esquemático de una turbina de ciclo combinado [25]. .....	15
Figura 2.5. Diagrama esquemático básico de una micro turbina [25]. .....	16
Figura 2.6. Esquema general de un sistema de conversión de la energía del viento [20].....	17
Figura 2.7. Configuración típica de turbinas eólicas. ....	21
Figura 2.8. Flujo energético entre el sol, la atmosfera y el suelo [29]. .....	23
Figura 2.9. Componentes de la radiación solar [29]. .....	24
Figura 2.10. Funcionamiento de una célula fotovoltaica [29]. .....	25
Figura 2.11. Generador fotovoltaica [29].....	25
Figura 2.12. Esquema del principio de funcionamiento de un inversor monofásico [25]. .....	26
Figura 2.13. Diagrama del principio de funcionamiento de una planta PV aislada [29].....	27
Figura 2.14. Generador PV conectado a la red de distribución (baja tensión) [29].....	27
Figura 2.15. Planta fotovoltaica conectada a la red de alta tensión [29]. .....	28
Figura 3.1. Clasificación de Estabilidad del SEP [4]. .....	30
Figura 3.2. Red de distribución radial [41]. .....	33
Figura 3.3. Red radial de 28 nodos [6].....	35
Figura 3.4. Resultado del estudio de flujos. ....	35
Figura 3.5. Circuito equivalente de la máquina síncrona modelo clásico.....	38
Figura 3.6. Diagrama de bloques para la dinámica del rotor. ....	38
Figura 3.7. Interfaz típica del convertidor a la red [24].....	44
Figura 3.8. Esquema de un convertidor electrónico de potencia [24].....	44
Figura 3.9. Circuito equivalente y diagrama fasorial a la salida del convertidor electrónico de potencia.....	45
Figura 3.10. Principio de control de la potencia activa y reactiva, para el inversor a partir de una fuente de voltaje [24].....	46
Figura 3.11. Principio de control de la regulación de voltaje dc y voltaje del sistema de potencia, usando $P^*ac$ y $Q^*ac$ respectivamente [24].....	46
Figura 4.1. Diagrama unifilar de la red de prueba 1. ....	49
Figura 4.2. Ángulos relativos a distintos niveles de penetración.....	52
Figura 4.3. Ángulos relativos, falla en el nodo 7. ....	53
Figura 4.4. Voltaje en terminales de los generadores, falla en el nodo 7.....	53
Figura 4.5. Potencia activa, falla en el nodo 7.....	54
Figura 4.6. Ángulos relativos, falla en el nodo 10. ....	55
Figura 4.7. Voltaje en terminales de los generadores, falla en el nodo 10.....	55
Figura 4.8. Potencia activa, falla en el nodo 10.....	56
Figura 4.9. Diagrama unifilar de la red de prueba 2. ....	58
Figura 4.10. Perfil de voltaje de los nodos con penetración variante.....	59



Figura 4.11. Ángulos relativos de los generadores G2 y G3 con cada nivel de penetración. ....	61
Figura 4.12. Potencia activa del generador 2 con cada nivel de penetración. ....	61
Figura 4.13. Ángulos relativos de los generadores 2, 3, 4, con diferentes modelos de carga. ....	63
Figura 4.14. Voltaje en terminales de los generadores 2, 3, 4, con diferentes modelos de carga. ...	64
Figura 4.15. Potencia activa de los generadores 2, 3, 4, con diferentes modelos de carga. ....	64
Figura 4.16. Ángulos relativos de todas las máquinas del sistema. ....	65
Figura 4.17. Voltaje en las terminales de todas las máquinas del sistema. ....	65
Figura 4.18. Ángulos relativos de los generadores 3,4, con falla en el nodo 10. ....	66
Figura 4.19. Voltaje en terminales de los generadores 3,4, con falla en el nodo 10. ....	67
Figura 4.20. Ángulos relativos de los generadores con pérdida de 31.77 MW de generación. ....	68
Figura 4.21. Voltaje en terminales de los generadores con pérdida de 31.77 MW de generación. .	69
Figura 4.22. Potencia activa de los generadores 1, 2, 3, con pérdida de 31.77 MW de generación. 70	
Figura 4.23. Ángulos relativos de los generadores con pérdida de 67.455 MW de generación. ....	71
Figura 4.24. Voltaje en terminales de los generadores con pérdida de 67.455 MW de generación. 71	
Figura 4.25. Potencia activa de los generadores 1, 2,3, con pérdida de 67.455 MW de generación.72	
Figura 4.26. Ángulos relativos de los generadores con pérdida de 112.99 MW de generación. ....	73
Figura 4.27. Voltaje en terminales de los generadores con pérdida de 112.99 MW de generación 73	
Figura 4.28. Potencia activa de los generadores 1, 2,3, con pérdida de 112.99 MW de generación.74	
Figura 4.29. Ángulos relativos de los generadores con pérdida de 136.93 MW de generación. ....	75
Figura 4.30. Voltaje en terminales de los generadores con pérdida de 136.93 MW de generación. 75	
Figura 4.31. Potencia activa de los generadores 1, 2 y 3, con pérdida de 136.93 MW de generación. ....	76
Figura 4.32. Ángulos relativos de los generadores con pérdida de 168.07 MW de generación. ....	77
Figura 4.33. Voltaje en terminales de los generadores con pérdida de 168.07 MW de generación 77	
Figura 4.34. Potencia activa de los generadores 1, 2 y 3, con pérdida de 168.075 MW de generación. ....	78
Figura 4.35. Diagrama unifilar de la red de prueba 3. ....	80
Figura 4.36. Voltaje, potencia activa y reactiva de la planta PV. ....	81
Figura 4.37. Ángulos relativos de los generadores 2, 3 y 29, para nivel de penetración de 34.64% y 44.95%. ....	83
Figura 4.38. Voltaje en terminales de los generadores 1, 2, 3 y 29, para nivel de penetración de 44.95%. ....	84
Figura 4.39. Potencia activa de los generadores 2, 3 y 29, para nivel de penetración de 44.95%... 84	
Figura 4.40. Voltaje, potencia activa y reactiva de la planta PV. ....	85
Figura 4.41. Diagrama unifilar de la red de prueba 3, con Parque Eólico. ....	86
Figura 4.42. Ángulos relativos de los generadores 2, 3 y 39, utilizando la planta fotovoltaica y el parque eólico. ....	88
Figura 4.43. Voltaje en terminales de los generadores 1, 2, 3 y 39, utilizando la planta fotovoltaica y el parque eólico. ....	88
Figura 4.44. Potencia activa de los generadores 1, 2, 3 y 39, utilizando la planta fotovoltaica y el parque eólico. ....	89
Figura 4.45. Voltaje, potencia activa y reactiva, para la planta fotovoltaica y el parque eólico. ....	89

Figura A.1.Diagrama unifilar de la red de 28 nodos.....	99
Figura A. 2.Diagrama unifilar de la red de prueba Anderson modificado 1.....	101
Figura A. 3. Diagrama unifilar de la red de prueba Anderson modificado 2.....	108
Figura A. 4. Diagrama unifilar de la red de prueba Anderson modificado 3.....	113
Figura A. 5. Diagrama unifilar de la red de prueba Anderson modificado 3, parque eólico.....	115

## LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Tecnologías para la generación distribuida [14].....	13
Tabla 2.2. Tipos de turbinas eólicas [28].....	20
Tabla 3.1. Resultados obtenidos con distintos métodos de solución. ....	36
Tabla 4.1. Ubicación de los generadores en la red de prueba 1. ....	48
Tabla 4.2. Tiempo crítico de liberación con nivel de penetración 0%. ....	50
Tabla 4.3. Tiempo crítico de liberación con distintos niveles de penetración. ....	51
Tabla 4.4. Ubicación de los generadores en la red de prueba 2. ....	57
Tabla 4.5. Tiempo crítico de liberación con niveles de penetración distintos y aplicando falla trifásica en el SEP. ....	60
Tabla 4.6. Tiempo crítico de liberación con diferentes modelos de carga. ....	62
Tabla 4.7. Tiempo crítico de liberación con distintos niveles de penetración y aplicando falla en distribución. ....	66
Tabla 4.8. Ubicación de los generadores en la red de prueba 3. ....	79
Tabla 4.9. Tiempo crítico de liberación con nivel de penetración de 44.95%. ....	82
Tabla 4.10. Tiempo crítico de liberación con nivel de penetración de 44.95%, planta PV y parque eólico. ....	87
Tabla A.1. Datos de impedancia y cargas de la red de 28 nodos.....	98
Tabla A. 2. Datos de los generadores.....	100
Tabla A. 3. Impedancia serie, red de prueba Anderson modificado 1.....	102
Tabla A.4. Cargas, red de prueba Anderson modificado 1.....	105
Tabla A.5. Datos de los generadores.....	106
Tabla A. 6. Impedancia serie, red de prueba Anderson modificado 2.....	109
Tabla A. 7. Cargas, red de prueba Anderson modificado 2.....	111
Tabla A. 8. Parámetros empleados para el regulador de voltaje IEEE tipo 1, G1 al G3. ....	112
Tabla A. 9. Parámetros empleados para el regulador de voltaje IEEE tipo 1, G4 al G15. ....	112
Tabla A. 10. Impedancia serie y transformadores, red de prueba Anderson modificado 3. ....	112
Tabla A. 11. Datos de la planta fotovoltaica. ....	114
Tabla A. 12. Datos del equivalente del parque eólico.....	114
Tabla A. 13. Parámetros del control eléctrico, del equivalente del generador eólico.....	116
Tabla A. 14. Parámetros del la dinámica de la turbina eólica. ....	116
Tabla A. 15. Parámetros del pseudo gobernador. ....	116

# SIMBOLOGÍA

$\tilde{I}$	Vector de corriente
$\tilde{Y}$	Vector de admitancias
$\tilde{V}$	Vector de voltajes
$Y_{bus}$	Matriz de admitancias
$Z$	Impedancia
$\tilde{S}$	Potencia compleja
$\tilde{V}_j^*$	Voltaje conjugado
$\tilde{S}_j^*$	Potencia conjugada
$V_t$	Voltaje en terminales
$\tilde{I}_t$	Corriente en terminales
$\dot{x}$	Vector de estado
$\delta_i$	Posición angular del rotor del generador $i$
$\phi$	Diferencia angular entre los marcos de referencia de la máquina
$\varepsilon_{\Delta\delta}$	Tolerancia para coherencia
$t_{cl}$	Tiempo crítico de liberación
$\delta_i^s$	Valor en estado estable de $\delta_i$
$Y_{ij}$	Magnitud de la admitancia transferida entre la máquina $i$ y $j$
$r_0$ y $r_1$	Grado de diferencia entre las condiciones iniciales
$r_2$	Grado de acoplamiento entre las máquinas con relación al acoplamiento con el bus infinito
$r_3$	Define la similitud entre las inercias de las máquinas
$P_{A_i}$	Potencia de aceleración
$P_{M_i}$	Potencia mecánica
$P_{G_i}$	Potencia eléctrica
$H_i$	Constante de inercia del generador $i$

$\omega_i$	Velocidad angular del generador $i$
$P_G, Q_G$	Potencia activa y reactiva en los buses de generación
$P_L, Q_L$	Potencias activas y reactivas en los nodos de carga
$E, \delta$	Voltajes y ángulos en los buses de generación
$V, \theta$	Voltajes y ángulos en los buses de carga
$\partial$	Derivada parcial
$ \tilde{V}_t $	Magnitud del voltaje en terminales
$\theta_t$	Angulo del voltaje en terminales
$V_q$	Voltaje en el eje cuadratura
$V_d$	Voltaje en el eje directo
$e_{fd}$	Voltaje en devanado de campo
$\omega_0$	Velocidad síncrona
$G \pm jB$	Admitancia nodal
$R_a$	Resistencia de armadura del generador
$E'$	Tensión detrás de la reactancia síncrona
$V_{fd}$	Voltaje de campo
$i_d$	Corriente en eje directo
$X_d$	Reactancia síncrona en eje directo
$X'_d$	Reactancia transitoria en eje directo
$X_q$	Reactancia síncrona en eje cuadratura
$X'_q$	Reactancia transitoria en eje cuadratura
$x_l$	Reactancia de dispersión
$T'_{d0}$	Constante de tiempo transitoria de circuito abierto en el eje directo.
$T'_{q0}$	Constante de tiempo transitoria de circuito abierto en el eje cuadratura.
$x'_{deqv}$	Reactancia transitoria equivalente en eje directo

$R_{a,eqv}$	Resistencia de armadura equivalente del generador
$P_{G,eqv}$	Potencia generación equivalente de máquina
$H_{eqv}$	Constante de inercia equivalente
$G_{Ej}$	Función de transferencia del RAV para la máquina $i$
$KA$	Ganancia del sistema de excitación
$T_A$	Constante de tiempo del regulador
$T_E$	Constante de tiempo del excitador

## ABREVIATURAS

GD	Generación Distribuida
SEP	Sistema eléctrico de potencia
PSS/E	Simulador de sistemas de potencia
PST	Power system toolbox
CIGRE	Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos
G	Generador



# 1 INTRODUCCIÓN

## 1.1 Introducción

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) tiene como objetivo primordial suministrar un servicio a los usuarios, con las características de ser confiable, eficiente y de buena calidad; es por ello que los sistemas eléctricos de potencia se diseñan con índices de confiabilidad y seguridad para diferentes condiciones de operación, es decir, los sistemas eléctricos de potencia son diseñados para operar tan eficientemente como sea posible bajo condiciones normales de operación y en caso de presentarse un disturbio en el sistema, para que este tenga la capacidad de poder aislar o contrarrestar dicho disturbio, de tal manera que el sistema pueda seguir trabajando de manera eficiente pero en un punto de operación [1].

La propiedad de un sistema de potencia que le permite permanecer en un estado de operación en equilibrio bajo condiciones normales de operación y recuperar un estado aceptable de equilibrio después de que ha ocurrido un disturbio, es conocida como estabilidad. Esta importante propiedad se ha dividido para su estudio en estabilidad angular, estabilidad de voltaje y estabilidad de frecuencia. La estabilidad angular está relacionada con la habilidad del sistema de potencia de permanecer en sincronismo, la estabilidad de voltaje se relaciona con la habilidad del sistema de potencia de mantener voltajes estacionarios aceptables en todos los nodos del sistema y la estabilidad de frecuencia se relaciona con la habilidad de mantener un nivel adecuado de ésta en todo el sistema, todas ellas bajo condiciones normales de operación y después de que el sistema ha sido sujeto a un disturbio [2-3].

Los estudios de estabilidad transitoria proporcionan información relacionada con la capacidad de un sistema de energía para permanecer en sincronismo durante las grandes perturbaciones, resultantes de la pérdida de generación o transmisión en el sistema, los cambios repentinos o sostenidos de carga, o fallas momentáneas. Específicamente, estos estudios proporcionan los cambios en las tensiones, corrientes, potencias, velocidades y pares de torsión de las máquinas de los sistemas de energía, así como los cambios en las tensiones de la red y los flujos de potencia, durante e inmediatamente después de una perturbación. El grado de estabilidad de un sistema de energía es un factor importante en la planificación de nuevas instalaciones. Con el fin de proporcionar la fiabilidad requerida por la dependencia de servicio eléctrico continuo, es necesario que los sistemas de energía deban ser diseñados para ser estables bajo cualquier perturbación concebible [4].

El constante aumento en la demanda de energía eléctrica, la búsqueda de implementar fuentes de energía eléctrica mas amigables con el medio ambiente y cuestiones económicas, ha llevado al estudio y la aplicación de fuentes de generación eléctrica a pequeña escala. Como ya es sabido las grandes centrales de generación de energía eléctrica, en su mayoría se encuentran localizadas a grandes distancias del los centros de consumo lo cual implica grandes costos, una de las alternativas de solución que se han

empleado es la Generación Distribuida (GD), este tipo de generación se caracteriza por la cercanía al centro de consumo y muchas de ellas son amigables con el medio ambiente.

La GD puede ser definida como instalaciones en las cuales se genera energía eléctrica en lugares cercanos o directamente en el centro de consumo y la capacidad de los generadores es pequeña comparada con los generadores de las grandes centrales eléctricas. Anteriormente la GD en los estudios de estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, se modelaba únicamente como una carga negativa, esto debido a que la GD representaba una parte muy pequeña de la carga total del sistema. Ahora que se contempla que en un futuro no muy lejano que la GD se incrementara, es pertinente estudiar el comportamiento e interacción de este tipo de generación con el sistema eléctrico de potencia [5].

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo General**

Llevar a cabo Estudios de Estabilidad Transitoria en el Sistema Eléctrico de Potencia y distribución para determinar el efecto e impacto de diferentes grados de penetración Generación Distribuida.

### **1.2.2 Objetivos Particulares**

- 1.- Proponer redes de prueba en las cuales se realizarán los estudios de estabilidad transitoria, que representen las redes de transmisión y de distribución.
- 2.- Realizar estudios de estabilidad transitoria para diferentes condiciones de falla utilizando el modelo clásico de la máquina síncrona y el modelo detallado con controles de la misma.
- 3.- Analizar el efecto de distintas fuentes de energía eléctrica como lo son generador síncrono, generador de inducción y celdas fotovoltaicas.

## **1.3 Justificación**

Para las empresas encargadas de generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica, el constante incremento en la demanda de la misma, ha resultado como es obvio en el incremento del parque de generación y la inserción de nuevas plantas de generación, al igual que el rediseño de las redes de transmisión y distribución. Aunado a esto, las políticas económicas y medioambientales, buscan reducir costos de producción de energía al igual que las emisiones de carbono. Esto ha derivado en la investigación de nuevas fuentes de energía eléctrica. La GD está resultando una opción muy viable ya que algunas de ellas tienen costos de producción bajos y en ocasiones tienen cero emisiones de carbono [6].



En la GD normalmente la energía eléctrica es producida en lugares cercanos o incluso en el mismo lugar donde se encuentra la carga, aunque también puede ser producida en lugares distantes a la carga, un ejemplo de esto son los parques eólicos en los cuales la energía que se genera es conectada a nivel de subtransmisión; de la misma forma ocurre con las granjas de paneles fotovoltaicos. Estos tipos de generación son considerados como generación distribuida debido a que los generadores utilizados producen desde unos cuantos kW hasta unos cuantos MW.

La GD no es algo nuevo en los sistemas eléctricos, ya que en los inicios de las redes eléctricas éstas funcionaban de forma similar: la energía eléctrica generada se consumía casi en el mismo lugar donde era producida; es decir, se comportaban como sistemas totalmente aislados. A medida que la demanda de energía eléctrica se incrementó los sistemas eléctricos fueron creciendo, haciéndolos más robustos y complejos. De igual forma es bien sabido que hace no mucho tiempo en algunos países para satisfacer la demanda de energía eléctrica en la hora pico y en algunos casos para evitar caídas de tensión en algunos puntos, se conectaban generadores eléctricos de capacidades menores comparados con los existentes en las grandes centrales eléctricas. Por otra parte como el número de generadores que se conectaban de esta forma no eran demasiados y se pretendía que en algún momento se desechara esta forma de utilizarlos. Al realizar estudios de estabilidad transitoria para evaluar el comportamiento de la red con distintos escenarios y disturbios, los generadores de este tipo únicamente se representaban como una carga mas, pero con signo negativo [5].

Más recientemente el crecimiento por el uso de este tipo de tecnologías ha generado la incertidumbre sobre cómo se comportará el sistema eléctrico de potencia; la razón principal es debido a la cantidad de energía eléctrica que es producida mediante GD y como influye en la estabilidad angular del sistema eléctrico de potencia, y otro punto no menos importante es el lugar en donde es generada e interconectada al sistema, que aunque en su mayoría es producida a nivel subtransmisión, también existen casos en los cuales se conecta a nivel distribución.

El efecto de la GD podría analizarse llevando a cabo estudios de estabilidad transitoria. Para tales estudios se tomará en cuenta que se modelará la red de tal forma que se muestre la interacción entre la red de distribución y la red de transmisión.

Al llevar a cabo el estudio de estabilidad contemplando la red en la forma ya antes mencionada, podemos analizar fallas en la red de transmisión y la de distribución, de esta forma se puede determinar el comportamiento de la red cuando se presenta la falla en cada uno de los casos, así como determinar que tan susceptible se vuelve la red a las fallas a medida que el nivel de penetración de la GD va en aumento.

## **1.4 Alcances y Limitaciones**

En este trabajo se lleva a cabo un análisis de estabilidad transitoria, el cual se realizó con tres distintos programas de computadora para verificar que los resultados obtenidos sean correctos. Se hace la propuesta de la red o redes, con las cuales se desarrollaron los estudios de estabilidad.

El modelado de cada uno de los elementos de la red son presentados, haciendo hincapié en el modelo de la máquina síncrona, el cual estará restringido al modelo clásico y al modelo de cuarto orden con control de voltaje.

Para el caso de los generadores de distribución se utilizaron únicamente algunos tipos de tecnologías las cuales son: el generador síncrono, el generador eólico (generador de inducción) y las celdas fotovoltaicas.

## **1.5 Antecedentes Históricos**

Desde la revolución industrial la demanda por el consumo de energía eléctrica ha estado en constante aumento. Esto ha llevado a que la energía eléctrica forme parte primordial de las necesidades energéticas de una sociedad moderna.

Las sociedades industrialmente desarrolladas con el paso de los años necesitan un suministro cada vez mayor de energía eléctrica, dando como resultado que los sistemas eléctricos sean altamente interconectados, llegando a tal nivel que incluso llegan a cubrir varios países, lo cual implica una variedad de retos para los ingenieros en diferentes tareas como son la planificación, construcción y operación de dichos sistemas debido a la complejidad de los mismos.

Agregado a lo anterior los sistemas eléctricos deben suministrar un servicio confiable e ininterrumpido a los usuarios. La fiabilidad de un sistema no solo implica que la energía esté disponible en todo momento, sino que la energía que es proporcionada al usuario posea ciertas características, algunas de las cuales son: que idealmente el voltaje y la frecuencia se mantengan en un valor constante en todo momento, debido a que esto es prácticamente imposible, los valores de voltaje y frecuencia deben encontrarse dentro de una tolerancia a partir de un valor establecido.

Hablar de estabilidad de un sistema eléctrico implica los aspectos antes mencionados (voltaje y frecuencia), pero el mantener estas dos variantes dentro de las tolerancias permitidas es un gran reto para los ingenieros encargados de operar el sistema eléctrico, ya que cuando está en operación el sistema pueden ocurrir una gran variedad de acontecimientos que influyen directamente en estas dos variables, como pueden ser la falla de los equipos, un corto circuito, la salida de una línea de transmisión, la salida de un generador, una descarga atmosférica etc., este tipo de acontecimientos puede ocasionar una diversidad de cambios en el sistema que en ocasiones suelen ser mínimos y el sistema siga operando de forma normal o puede ser de tal magnitud que incluso llegar al

colapso del sistema. Es por ello que los estudios de estabilidad son de suma importancia ya que con ellos los ingenieros pueden predecir de cierta manera el comportamiento de la red, y en caso de presentarse una contingencia actuar de forma rápida y eficiente [7].

La estabilidad del sistema de potencia fue reconocida como un problema importante en la década de 1920 y estaba asociada a la conexión de generadores hidroeléctricos a centros de consumo distantes. En ese momento lo más importante era mantener los generadores en sincronismo mediante la operación de protecciones; si estas no liberaban la falla dentro de un tiempo establecido, por lo general menor a 2 segundos, se procedía a realizar modificaciones en la red [2].

A partir de los años sesenta, se ha puesto especial interés en la estabilidad de los sistemas de potencia, más en específico en la estabilidad transitoria, como consecuencia, la principal herramienta para el análisis de estabilidad tanto en el diseño como en la operación de los sistemas de potencia han sido los programas de estabilidad transitoria.

En cuanto a los estudios de estabilidad transitoria en los cuales se involucre la generación distribuida, uno de los primeros en realizar un análisis del impacto de este tipo de generación es G. J. Rogers, en 1996 [8]. En esta referencia se realizan estudios de estabilidad para evaluar el impacto de la generación distribuida en los sistemas de transmisión.

En el 2003, J.G. Sootweg, presenta un trabajo en el cual realiza estudios de estabilidad transitoria para evaluar el impacto de la generación distribuida, en el sistema de transmisión, empleando la red de prueba Nueva Inglaterra, empleando diversos escenarios de penetración [9].

Más recientemente Thierry Van Cutsem, en 2013, habla de la importancia de modelar la red eléctrica empleando el sistema de potencia y distribución, con el objeto de modelar la presencia de generación distribuida debido al incremento en su uso [10].

En la literatura existen una variedad de artículos que estudian el impacto de la generación distribuida, ya sea realizando estudios de estabilidad transitoria o de voltaje, en el sistema eléctrico de potencia o en el sistema de distribución. Cuando realizan estudios en el sistema de transmisión generalmente modelan la generación distribuida, conectando el generador a la red de transmisión a través de un transformador. Cuando se realizan estudios en el sistema de distribución, la red de transmisión la modelan como un bus infinito o una máquina de inercia muy grande.

## **1.6 Aportaciones**

Con el objeto de estudiar el efecto e impacto de la generación distribuida en la estabilidad del sistema eléctrico de potencia, se realizaron estudios de estabilidad transitoria con diferentes niveles de penetración a tres redes de prueba, en las cuales se utilizó la red de transmisión y la de distribución, los tipos de fuentes de generación distribuida que se

emplearon fueron; generador síncrono (modelo clásico y detallado con controles), el aerogenerador (generador de inducción) y la celda fotovoltaica.

Se implementó un programa en Fortran 90, para realizar estudios de estabilidad transitoria, el cual emplea el modelo clásico de la máquina síncrona. Los resultados obtenidos con este programa fueron comparados contra los obtenidos en PST y PSS/E, obteniendo resultados satisfactorios y corroborando que se puede emplear la red en la forma planteada en la tesis.

Los estudios de estabilidad para el modelo con controles para el generador síncrono, al igual que la celda fotovoltaica y el aerogenerador, fueron realizados en PSS/E. Los resultados obtenidos de las simulaciones, evidenciaron que existe un efecto negativo en la estabilidad transitoria cuando se implementa la generación distribuida.

## **1.7 Estructura de la Tesis**

Este trabajo está conformado por cinco capítulos, en los cuales se describen las diferentes fuentes de generación distribuida, la forma de modelarlos para estudios de estabilidad y se analiza el impacto que tienen en la estabilidad transitoria.

### **Capítulo 1: Introducción**

Se describe la importancia y el desarrollo que tiene hoy en día la generación distribuida, así como sus ventajas y desventajas al implementarla; de igual forma se realiza una breve reseña de los diversos tipos de generación distribuida y la importancia de estudiarlos. Se describen la justificación, objetivo, alcances y limitaciones, antecedentes históricos y la estructura del mismo.

### **Capítulo 2: Descripción de Fuentes de Generación Distribuida**

En este capítulo se describe la antigua y nueva concepción de las redes eléctricas, se describen las diversas fuentes de generación distribuida, los índices que se emplean para indicar la presencia de generación distribuida (nivel de penetración y nivel de dispersión).

### **Capítulo 3: Modelado de Fuentes de Generación Distribuida, Para Estudios de Estabilidad Transitoria.**

Se presenta el modelado de las fuentes de generación distribuida, que son utilizados en los estudios de estabilidad. Se realiza una descripción de los diversos métodos para análisis de flujos de potencia de los sistemas eléctricos de potencia y distribución.

### **Capítulo 4: Aplicación de Estudios de Estabilidad Transitoria y Análisis de Resultados**

En este capítulo se presentan las redes de prueba que fueron utilizadas en el trabajo, y son analizados los resultados obtenidos en los estudios de estabilidad transitoria, con

algunos modelos de fuentes de generación distribuida y con diversos niveles de penetración.

### **Capítulo 5: Conclusiones y Recomendaciones**

En este capítulo son presentadas las conclusiones de la tesis y algunas recomendaciones para trabajos futuros.

## 2 DESCRIPCIÓN DE FUENTES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

### 2.1 Introducción

Cuando la industria de suministro de energía eléctrica comenzó su actividad, la demanda de energía eléctrica en general era satisfecha por empresas locales, las cuales instalaban generadores ubicados en la cercanías de las cargas y las capacidades de dichos generadores dependía directamente de la carga que se demandaba. De alguna forma este tipo de generación se puede considerar GD y es la forma en la que fueron concebidas las redes eléctricas en sus inicios.

Posteriormente la creciente demanda de energía eléctrica y la búsqueda por satisfacer la misma, llevó a la instalación de plantas de generación de enormes dimensiones, las cuales generalmente eran construidas en lugares cercanos a las fuentes de energía primaria (minas de carbón, ríos, etc.), lo cual dio lugar a la red de transmisión de energía eléctrica. Todos estos factores en conjunto dieron la concepción tradicional del sistema de energía eléctrica. Esta concepción, que ha estado en existencia por más de cincuenta años, y se ha caracterizado por: grandes plantas de generación, por lo general instaladas lejos de los grandes centros de consumo, grandes y extensas redes de transmisión que llevan la energía generada a los sitios de demanda. Uno de los principales elementos de esta lógica de desarrollo es que la toma de decisiones proviene de una planificación centralizada generalmente colocada dentro de una industria integrada verticalmente [11].

Bajo la concepción tradicional, la producción de electricidad dentro de una industria de suministro de energía eléctrica, consta de cuatro actividades (generación, transmisión, distribución y consumo), las cuales son llevadas a cabo en un orden dado, definiendo entonces cuatro niveles (Figura 2-1) [12].

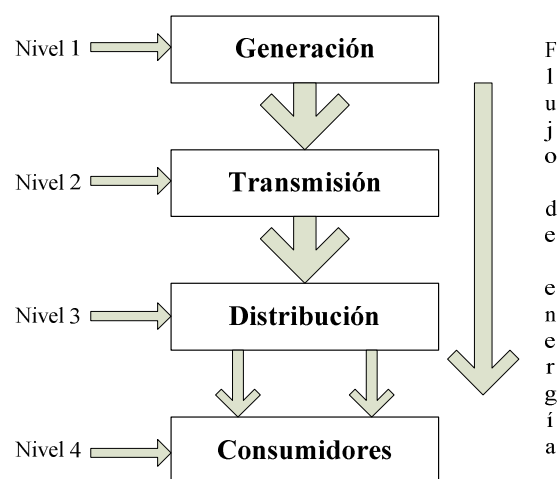


Figura 2.1. Concepción tradicional del suministro de energía eléctrica [11].

A partir de la explotación comercial de la electricidad, se ha evidenciado que la industria del suministro de energía eléctrica, ha sido una industria en crecimiento continuo. Como consecuencia de que la demanda de electricidad crece en forma sostenida. Esto, evidentemente, obliga a la expansión del parque de generación, produciéndose de manera más o menos frecuente, la instalación de nuevas plantas de generación exclusivamente en el Nivel 1 (Figura 2.1), mientras que las ampliaciones en las redes de transporte y distribución (Nivel 2 y 3), son menos frecuentes [12].

Factores tales como la necesidad de reducir las emisiones de carbono con el objetivo de mejorar la calidad del medio ambiente, el aumento del precio de los combustibles fósiles así como la disminución en la disponibilidad de los mismos, los cambios evolutivos en la reglamentación (que estimulan la competencia) y el clima operacional de las empresas eléctricas tradicionales han dado lugar al aumento en las tecnologías de generación de energía eléctrica que son mas amigables con el medio ambiente. La reestructuración de las empresas de suministro eléctrico está abriendo el mercado energético, permitiendo al consumidor: elegir a su proveedor de energía, el método de entrega y los servicios de valor agregado. Además todos los procesos de desregulación que se están dando, con mayor o menor velocidad en el mundo, apuntan a promover la competencia en el sector de la generación. El mercado, está forzando hacia el uso de pequeñas y modulares tecnologías para la producción de electricidad, ya que entre otras características, estas unidades pueden ser instaladas en respuesta a las señales del mercado [11].

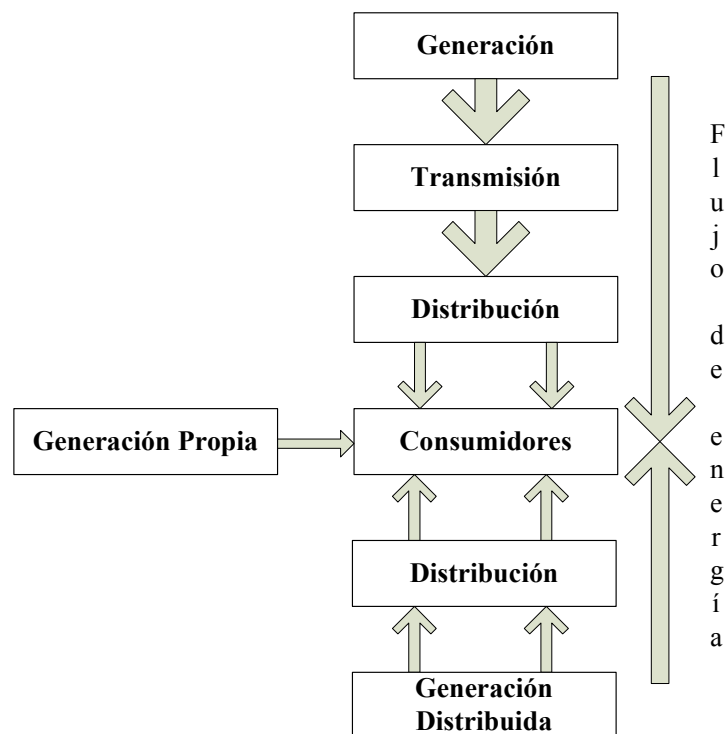


Figura 2.2. Concepción del suministro de energía eléctrica [11].

Una disminución en el tamaño óptimo de las nuevas inversiones en generación, con relación al tamaño del mercado y a la capacidad financiera privada, han aparecido debido

a la rápida evolución tecnológica y al crecimiento del mercado eléctrico. En las últimas décadas, se ha producido un cambio radical en el comportamiento de los costos de generación causado por los cambios tecnológicos. Las tecnologías disponibles, ahora permiten la generación de electricidad con pequeñas plantas, comparadas a la generación tradicional y con costos más bajos por MW generado. Además, el desarrollo tecnológico ha logrado una elevada eficiencia en la conversión de energía, que resulta ser insensible a la potencia de la unidad. Considerando todo esto, uno de los factores que económicamente justificaba en el pasado las economías de escala en el sector de la generación está desapareciendo [13].

Una nueva concepción en la industria del suministro de energía eléctrica, permite que la generación no sea exclusiva al Nivel 1, de modo que una parte de la energía-demanda es suministrada por los generadores centralizados, mientras que la otra es producida por la GD (ver Figura 2.2) [12].

## 2.2 Definición de Generación Distribuida

La GD es un nuevo enfoque en la industria eléctrica y es por ello que en la literatura existe un gran número de términos y definiciones asociados a la GD. Los países anglo-sajones utilizan a menudo el término “generación integrada”, los países de norteamericanos el término “generación dispersa” , en Europa y partes de Asia, se aplica el término “generación descentralizada” para el mismo tipo de generación [14].

Algunas de las definiciones más representativas son mencionadas a continuación:

**International Energy Agency (IEA).** La GD, es aquella planta de generación de energía eléctrica que se encuentra en la misma ubicación del consumidor, o en una empresa local de distribución, que suministra potencia directamente a la red local de distribución [14].

La GD es una fuente de alimentación eléctrica, que es conectada directamente a la red de distribución o es ubicada en un sitio cercano al consumidor. El término generación dispersa se refiere generalmente a una unidad de generación de energía distribuida independientemente de la tecnología, y si está conectado a la red o completamente independiente de la misma [14].

**Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE).** La GD se puede definir como instalaciones para generación de electricidad, conectadas a un área del sistema de potencia a través de un punto de acoplamiento y son un conjunto de recursos distribuidos. El área del sistema de potencia, son instalaciones que entregan potencia a una carga (ésta puede incluir unidades de generación) que sirve a sistemas de potencia locales. Cada sistema de potencia local, está contenido enteramente, por una sola área de servicio local o por un grupo de ellas. El punto común de acoplamiento es donde el sistema de potencia local es conectado al área del sistema de potencia. Los recursos distribuidos, son aquellas fuentes de potencia eléctrica que no están conectados



directamente a los sistemas de transmisión de grandes bloques de potencia, estos recursos incluyen tecnologías de generación y de almacenamiento de energía [15].

Las definiciones anteriores no especifican ningún criterio o la clasificación de la GD con base en su capacidad. Aunque, no hay ninguna regla o norma generalmente aceptada, las siguientes definiciones se utilizan en diferentes países y situaciones:

Según el Instituto de Investigación de Gas (Gas Research Institute), las unidades de GD se consideran típicamente entre 25 kW a 25 MW. El Electric Power Research Institute (EPRI), considera pequeñas unidades de generación de unos pocos kW hasta 50 MW y dispositivos de almacenamiento de energía normalmente situados cerca de los clientes o subestaciones de distribución y subtransmisión [16].

Para la Whole Building Design Guide (WBDG). La GD forma parte de los llamados "Recursos de energía distribuidos" (Distributed energy resources, DER), los cuales son unidades de generación eléctrica (típicamente en el intervalo de 3 kW a 50 MW) localizado en el sistema de distribución eléctrica en o cerca del usuario final. Y se encuentran paralelos a la compañía de electricidad o unidades independientes. Las DER han estado disponibles desde hace muchos años, y son conocidos por diferentes nombres, tales como generadores, generadores de respaldo e incluye cualquier tecnología que produce energía fuera de la red de suministro eléctrico (por ejemplo, pilas de combustible, microturbinas y fotovoltaica) [17].

La GD se define como una pequeña fuente de generación de energía eléctrica o de almacenamiento (típicamente van desde menos de un kW a decenas de MW) que no es parte de un gran sistema de alimentación central y está situado cerca de la carga, para satisfacer las necesidades específicas de los clientes, para apoyar la operación económica de la red de distribución [18].

De acuerdo con la International Council on Large Electric Systems (Conseil International des Grands Réseaux Électriques, CIGRE), la generación distribuida puede definirse como todas las unidades de generación con una capacidad de 50 MW a 100 MW, que se suele conectar a la red de distribución y que no se despacha de forma centralizada [19].

### **2.3 Elección de la Definición de GD**

La GD puede ser definida como la generación de energía eléctrica, la cual puede ser producida a nivel distribución (normalmente generada cerca o en el mismo lugar de consumo) o incluso subtransmisión (generalmente son conectados parques fotovoltaicos y parques eólicos.) dependiendo de las necesidades de la empresa encargada del suministro eléctrico o el cliente, e incluye todo tipo de generación eléctrica siempre y cuando la capacidad de generación de la planta sea de entre unos pocos kW hasta unas cuantas decenas de MW, es decir la generación de energía producida por la planta es pequeña en comparativa con la Generación Centralizada.

## 2.4 Indicadores de Integración de GD

Para poder distinguir los sistemas de generación tradicionales con los sistemas en los cuales se incluye la GD se han de considerar algunos indicadores cualitativos y cuantitativos, los cuales permitan evaluar y diferenciar entre las dos concepciones de generación. Para caracterizar cuantitativamente los escenarios posibles de integración de la generación distribuida, dentro de los sistemas de potencia, se ha de definir el número de fuentes y su capacidad de generación. En tal sentido se han definido dos indicadores:

- Nivel de Penetración.
- Nivel de Dispersión.

### 2.4.1 Nivel de Penetración

Para los sistemas de distribución en los cuales hay la presencia de GD, es empleado el término penetración o nivel de penetración (%Penetración) y está dado en porcentaje (%), y nos indica que porcentaje de la carga total del sistema ( $P_{CARGA}$ ) es dependiente de la GD ( $P_{GD}$ ) [8]:

$$\%Penetracion = \frac{P_{GD}}{P_{CARGA}} * 100 \quad (2.1)$$

Donde:

$P_{GD}$  Es la potencia eléctrica producida por la GD en el sistema eléctrico.

$P_{CARGA}$  Es la carga total del sistema sin incluir las pérdidas.

Cuando sólo se considera la generación centralizada, la penetración es del 0%, mientras que cuando se trata de nivel de penetración del 100%, corresponde a la situación en que la capacidad de generación distribuida, instalada en la red, es exactamente igual a la carga.

### 2.4.2 Nivel de Dispersión

Si se considera una determinada área del sistema de potencia, es posible definir un parámetro que refleje el número de localizaciones en la red, donde se encuentra conectada la generación distribuida, en función de los nodos que tengan carga conectada. El *Nivel de Dispersión de la generación distribuida (%Dispersión)*, es la relación del número de nodos, en los cuales, hay generación distribuida ( $\#BUS_{GD}$ ) y el número de nodos, en los cuales, existe consumo ( $\#BUS_{CARGA}$ ) [8].

$$\%Dispersion = \frac{\#BUS_{GD}}{\#BUS_{CARGA}} * 100 \quad (2.2)$$

Donde:

$\#BUS_{GD}$  Hace referencia al número de buses en los que existe GD.

$\#BUS_{CARGA}$  Hace referencia al número de buses en los que existe una carga conectada.

El nivel de dispersión de la generación distribuida, es igual a 0% cuando sólo existe potencia generada desde el sistema centralizado y el caso más extremo, es cuando hay generación en todos los nodos donde existe demanda de potencia (100%).

## 2.5 Tecnologías Empleadas en la GD

Las fuentes empleadas para la GD comprenden una variedad de tecnologías, algunas de ellas han estado disponibles desde hace tiempo en el mercado entre las que se encuentra el motor de combustión interna. Por otro lado la investigación y avance tecnológico ha permitido la inserción de nuevas fuentes de generación como son las celdas de combustible y las pequeñas hidros (ver Tabla 2.1).

Tabla 2.1. Tecnologías para la generación distribuida [14]

Tecnología	Tamaño típico disponible por modulo
Turbina a gas de ciclo combinado	35-400 MW
Motores de combustión interna	5kW-10MW
Turbinas de combustión	1-250MW
Microturbinas	35kW-1MW
<i>Renovables</i>	
Pequeñas hidros	1-100MW
Micro hidros	25kW-1MW
Turbina eólica	200 Watt-3MW
Celdas fotovoltaicas	20 Watt-100kW
Solar térmica, receptor central	1-10MW
Solar térmica, sistema Lutz	10-80MW
Biomasa, por ejemplo basados en gasificación	100kW-20MW
Celda de combustible, ácido fosfórico	200kW-2MW
Celda de combustible, carbonato fundido	250kW-2MW
Celda de combustible, intercambio de protones	1kW-250kW
Celda de combustible, óxido sólido	250kW-5MW
Geotérmica	5-100MW
Energía del océano	2-10kW

A continuación se describen algunas de las tecnologías empleadas para la GD mostradas en la tabla 2.1.

### **2.5.1 Hidroeléctricas Pequeñas**

Los términos "micro hidro" y "mini hidroeléctricas" definen las instalaciones para la producción de energía hidroeléctrica a niveles de baja potencia. En la práctica, la capacidad de generación de energía eléctrica para las micro hidroeléctricas se encuentra en un rango de entre 5kW a 100 kW y entre 500 kW y 10 MW para las mini hidroeléctricas (también llamadas pequeñas centrales Hidroeléctricas) [20], [21].

Los diferentes fabricantes de turbinas han desarrollado unidades estandarizadas para pequeños sistemas hidroeléctricos. Sus diseños se basan en los siguientes principios:

- a) La utilización óptima de las turbinas.
- b) El suministro de los elementos electromecánicos integrados en un equipo compacto y listo para poner en funcionamiento.
- c) Un diseño hidráulico simple, utilizando componentes estándar para reducir los costos y tiempos de entrega.

Este enfoque es aplicable a potencias entre 100 y 2000 kW. Por debajo de 100 kW, el costo es demasiado elevado y por tanto no es rentable.

### **2.5.2 Turbina de Gas**

La turbina de gas o turbina de combustión, es un motor que utiliza el flujo de un gas como medio de trabajo, para convertir energía térmica en energía mecánica. El gas se produce en el motor como resultado de la combustión de determinadas sustancias. El funcionamiento es el siguiente, a través de unas tuberías se lanzan chorros del mencionado gas, en contra de los álabes de una turbina, y el impulso de los mismos es lo que finalmente hace girar su eje y de esta manera producir energía mecánica. Una turbina de combustión de ciclo simple, incluye un compresor que bombea aire comprimido a la cámara de combustión. El combustible, en forma gaseosa o nebulizada se inyecta en dicha cámara, donde se produce la combustión, estos productos salen a través de las tuberías y hacen mover la turbina, que al mismo tiempo impulsa el compresor y al generador eléctrico (Figura 2.3), [22-24].

El recuperador, aumenta la eficiencia de las turbinas de combustión, al utilizar el calor de los gases de escape para precalentar el aire comprimido antes de que éste entre a la cámara de combustión.

El principal obstáculo en el uso de turbinas recuperadas, está en el tamaño y en el costo del recuperador. Los recuperadores contribuyen a las pérdidas de presión (relación más baja de presión a la entrada de la turbina), sin embargo un recuperador de 90% de eficiencia puede causar tan sólo una pérdida de presión del 2% en la entrada y hasta un 4% en los gases de salida [20].

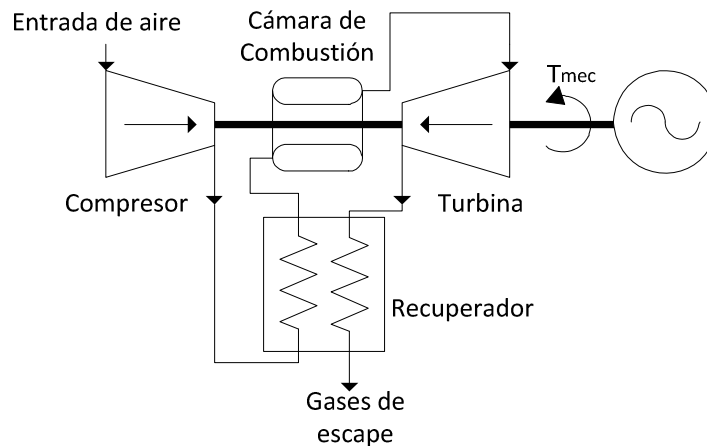


Figura 2.3. Diagrama esquemático para una turbina de gas [25].

### 2.5.3 Turbina de Ciclo Combinado

El calor contenido en la salida de una turbina de gas es bastante sustancial, esta salida tiene una temperatura de alrededor de 500 °C, el oxígeno contenido en la misma es de alrededor del 16%, en lugar de usar regeneración para recuperar este calor, se puede emplear una turbina de gas con ciclo de vapor. El gas de salida de la turbina actúa como una fuente para el ciclo de la planta de vapor.

En la figura 2.4 se muestra un ciclo combinado en el cual la salida de la turbina de gas pasa a través de un intercambiador de calor para calentar el agua de alimentación para la caldera de la planta de vapor. Cuando este arreglo se usa, el sangrado de vapor de la turbina no es necesario, el suministro completo de vapor a la turbina de vapor está disponible para expansión, produciendo potencia mecánica [25].

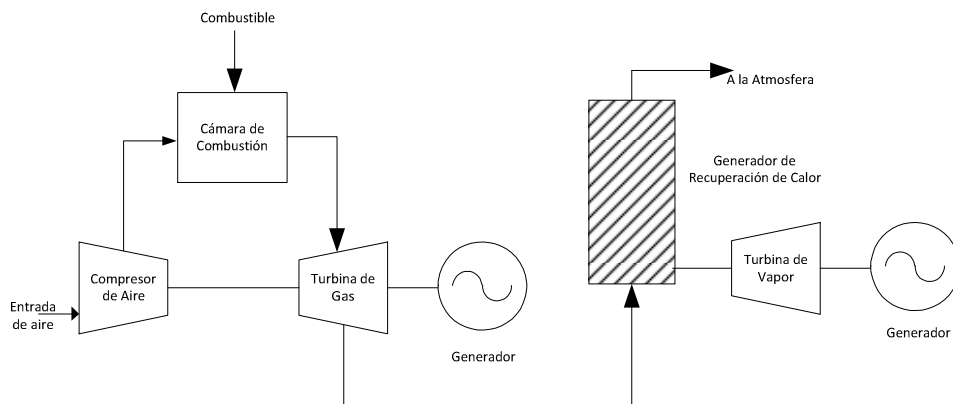


Figura 2.4. Diagrama esquemático de una turbina de ciclo combinado [25].

Una simple turbina de gas conectada a un generador puede generar electricidad con una eficiencia de combustible a electricidad de quizás 38%. Usando la mejor tecnología de hoy en día, los nuevos desarrollos han hecho que la eficiencia de un ciclo sencillo llegue a ser de 41%, sin la adaptación de un ciclo y 43% con adaptaciones tales como la recuperación.

Las plantas de ciclo combinado pueden usar una o varias turbinas de gas. Normalmente cada turbina está equipada con su propia caldera recuperadora de calor de desperdicio, diseñada para capturar el escape caliente, tan eficientemente como sea posible. En una planta de potencia eléctrica con más de una turbina de gas, cada una puede tener su propia turbina de vapor, o bien, las unidades pueden estar agrupadas de manera que varias turbinas de gas alimenten vapor para una única turbina de vapor [25].

#### 2.5.4 Micro Turbina

Las micro turbinas son el resultado del trabajo de desarrollo y la evolución de los turbocargadores de automóviles y camiones, unidades de potencia auxiliar de aviones, y motores de pequeños aeroplanos. Las micro turbinas son cada vez más empleadas como GD o como aplicaciones en cogeneración, esto es debido a que pueden ser puestas en servicio en un tiempo relativamente corto. Son una de las tecnologías más prometedoras para la alimentación de los vehículos eléctricos híbridos [22]. Generalmente los sistemas de micro turbinas oscilan de 30 a 400 kW, mientras que las turbinas de gas convencionales van desde 500 kW a más de 300MW. Parte de su éxito se debe a los avances en la electrónica de potencia, lo que facilita su operación y su interconexión con la red eléctrica comercial. La eficiencia típica de las micro turbinas es entre el 33% y el 37%, [23].

Las micro turbinas operan de forma similar a las turbinas de gas convencionales, las cuales se basan en el ciclo termodinámico conocido como ciclo Brayton, en donde el aire es aspirado en el compresor a través del tubo de entrada de aire como se ilustra en la Figura 2.5.

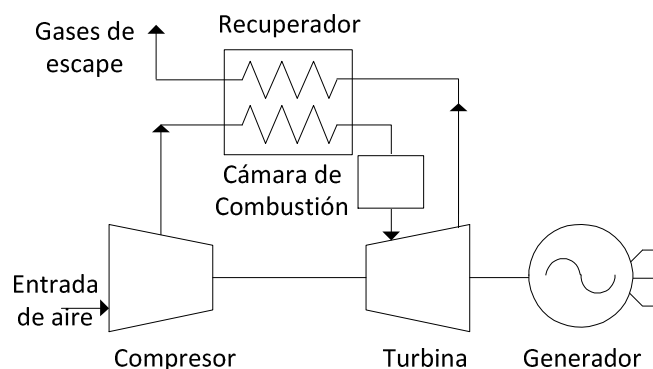


Figura 2.5. Diagrama esquemático básico de una micro turbina [25].

En el compresor, se presuriza y es conducido por el lado frío del recuperador, donde se precalienta antes de entrar en la cámara de combustión. El aire caliente y el combustible se mezclan y son quemados. Es la mezcla, que se expande a través de la turbina que se utiliza para accionar la misma a una velocidad de 96.000 rpm, ya que este ha sido acoplado al eje del generador. Así, el generador produce corriente alterna [22].

### 2.5.5 Sistema de Conversión de la Energía del Viento (Turbina Eólica)

Una turbina eólica es una máquina que convierte la energía del viento en electricidad. Como generadores de electricidad, las turbinas eólicas están conectadas a las redes eléctricas. Estas redes incluyen circuitos de carga de baterías, sistemas de energía de escala residencial, redes aisladas y las grandes redes de servicios públicos. En términos de cifras totales, las turbinas de viento más frecuentemente encontradas son en realidad muy pequeñas del orden de 10 kW o menos. En términos de capacidad de generación total, las turbinas que componen la mayoría de la capacidad son, en general bastante grande y están en un intervalo de 1.5 a 5 MW. Estas turbinas más grandes se utilizan sobre todo en las grandes redes de servicios públicos [13], [26], [27].

Para entender cómo se usan las turbinas eólicas, es útil considerar brevemente algunos de los hechos fundamentales que subyacen en su funcionamiento. En las turbinas eólicas modernas, el proceso de conversión real utiliza la fuerza aerodinámica básica de ascensor para producir un par positivo neto sobre un eje de rotación, lo que resulta en primer lugar en la producción de energía mecánica y luego en su transformación a la electricidad en un generador (ver figura 2.6). Las turbinas eólicas, a diferencia de la mayoría de los otros generadores, pueden producir energía sólo en respuesta al recurso que está disponible inmediatamente. No es posible almacenar el viento y utilizarla en un momento posterior. La salida de una turbina eólica es así intrínsecamente fluctuante y no gestionable (Lo más que se puede hacer es limitar la producción por debajo de lo que el viento podría producir) [20], [26], [27].

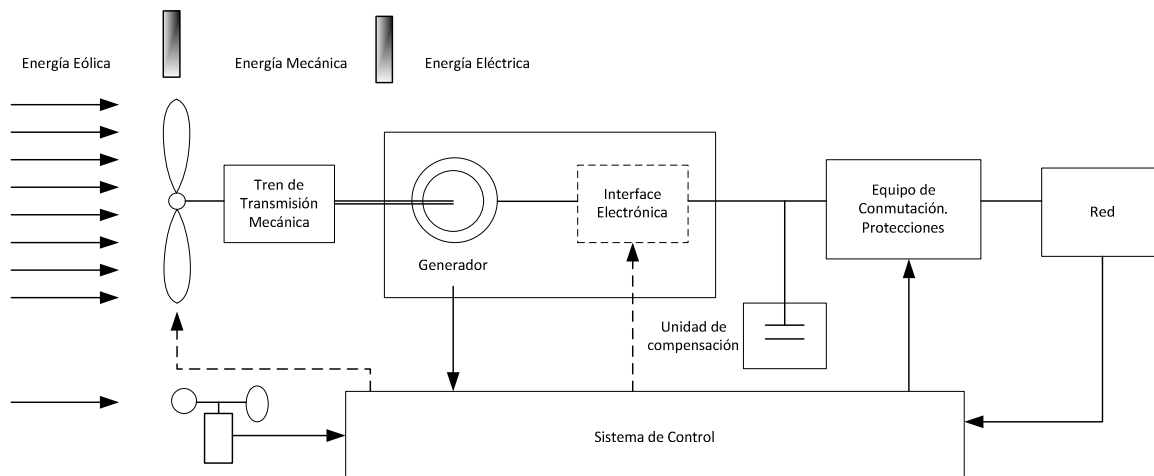


Figura 2.6. Esquema general de un sistema de conversión de la energía del viento [20].

Hoy en día, el diseño más común de la turbina de viento, es la turbina eólica de eje horizontal. Es decir, el eje de rotación es paralelo al suelo. Los rotores para la turbina eólica de eje horizontal se suelen clasificar de acuerdo a la orientación del rotor (barlovento o sotavento de la torre), diseño de la caja convertidora (rígido o tambaleante), control del rotor (“pitch” vs “stall”), número de palas (generalmente dos o tres palas), y cómo están alineados con el viento (rotación libre o rotación activo) [26].

Los principales subsistemas de una típica turbina eólica de eje horizontal incluyen:

- El rotor, que consta de las palas y el caja de soporte.
- El tren de transmisión, que incluye las piezas giratorias de la turbina de viento (exclusivo del rotor); por lo general se compone de ejes, caja de cambios, de acoplamiento, un freno mecánico, y el generador.
- La góndola y el marco principal, incluida la carcasa de la turbina eólica, bancada, y el sistema de rotación.
- La torre y cimentación.
- Los controles de la máquina.
- El equilibrio del sistema eléctrico, incluyendo cables, interruptores, transformadores y convertidores de potencia.

#### **2.5.5.1 Descripción General de las Topologías para la Turbina Eólica**

Las turbinas eólicas pueden operar ya sea con una velocidad fija o una velocidad variable.

**Turbinas eólicas de velocidad fija.** Los aerogeneradores que funcionan a velocidad fija. Tienen la característica que, independientemente de la velocidad del viento, la velocidad del rotor de la turbina eólica es fija y determinada por la frecuencia de la red de suministro, la relación de engranajes y el diseño del generador [20], [28].

Es característico de los aerogeneradores de velocidad fija que están equipadas con un generador de inducción (jaula de ardilla o el rotor devanado) que está conectado directamente a la red, con un arranque suave y un banco de capacitores para reducir la compensación de energía reactiva. Con el fin de aumentar la producción de energía, el generador de algunos aerogeneradores de velocidad fija tiene dos conjuntos: uno se utiliza a bajas velocidades de viento (típicamente 8 polos) y el otro en medio y altas velocidades del viento (típicamente 4-6 polos). La turbina eólica de velocidad fija tiene la ventaja de ser simple, robusto y fiable y bien probado [26], [28].

**Turbinas eólicas de velocidad variable.** Las turbinas eólicas de velocidad variable están diseñadas para conseguir la máxima eficiencia aerodinámica en un amplio rango de velocidades del viento. Con una operación de velocidad variable se ha hecho posible continuamente para adaptar (acelerar o desacelerar) la velocidad de rotación “ $w$ ” de la turbina eólica, para la velocidad del viento “ $v$ ”. De esta manera, la relación de velocidad pico se mantiene constante en un valor predefinido que corresponde al coeficiente



máximo de potencia. Contrariamente a un sistema de velocidad fija, un sistema de velocidad variable mantiene el par del generador bastante constante y las variaciones en el viento son absorbidos por los cambios en la velocidad del generador [25], [26], [28].

El sistema eléctrico de un aerogenerador de velocidad variable es más complicado que la de un aerogenerador de velocidad fija. Por lo general está equipado con un generador de inducción o síncrono y conectado a la red a través de un convertidor de potencia. El convertidor de potencia controla la velocidad del generador; es decir, las fluctuaciones de energía causadas por variaciones del viento son absorbidos principalmente por los cambios en la velocidad del rotor del generador y por consiguiente en la velocidad del rotor de turbina eólica.

### **2.5.5.2 Descripción General del Control de Potencia**

Todas las turbinas eólicas están diseñadas con algún tipo de control de potencia. Hay diferentes maneras de controlar las fuerzas aerodinámicas en el rotor de la turbina y por lo tanto para limitar la potencia producida por vientos muy fuertes con el fin de evitar daños a la turbina eólica [20], [25-28].

El método más simple, más robusto y más barato es el control por pérdida aerodinámica ("stall control", el cual es un tipo de control pasivo), donde las palas están atornillados sobre el cubo en un ángulo fijo. El diseño de la aerodinámica del rotor hace que el rotor pierda potencia, cuando la velocidad del viento supera un determinado nivel. Por lo tanto, la potencia aerodinámica en las palas es limitado. Tal regulación de potencia aerodinámica lenta, provoca menos fluctuaciones de energía que una regulación de potencia de rápida [25], [28].

Otro tipo control de potencia es por cambio del ángulo de paso ("pitch control", y es control activo), donde las palas se pueden girar hacia fuera o hacia adentro dependiendo si, la potencia del viento si es baja o alta. Generalmente, las ventajas de este tipo de control son un buen control de potencia, puesta en marcha asistida y parada de emergencia [25], [28].

La tercera estrategia es el control activo por pérdida aerodinámica (active stall control). A bajas velocidades de viento las palas de la turbina eólica se comportan de forma similar a un control por cambio del ángulo de paso, con el fin de lograr la máxima eficiencia. A altas velocidades de viento las palas se comportan como un control por pérdida aerodinámica. La turbina eólica con esta tipo de control logra una potencia limitada suave, sin las fluctuaciones de potencia como en el caso de las turbinas eólicas con control por cambio del ángulo. Este tipo de control tiene la ventaja de ser capaz de compensar las variaciones en la densidad del aire. La combinación con el mecanismo de paso hace que sea más fácil de llevar a cabo paradas de emergencia y para poner en marcha la turbina eólica [25], [26], [28].

### 2.5.5.3 Tipos de Generadores Eólicos

Las configuraciones de las turbinas eólicas mas empleadas se pueden clasificar tanto por su capacidad para controlar la velocidad y por el tipo de control de potencia que utilizan.

Tomando como criterio el control de velocidad, hay cuatro tipos de turbinas eólicas como se ilustran en la figura 2.7. Y dependiendo del tipo de control de potencia se dividen en: stall , pitch, active stall. En la tabla 2.2 indica los diferentes tipos de configuraciones de turbinas eólicas, teniendo ambos criterios (control de velocidad y de control de potencia) [25-28].

Tabla 2.2. Tipos de turbinas eólicas [28].

Control de Velocidad		Control de Potencia		
		Stall	Pitch	Active Stall
Velocidad Fija	Tipo A	Tipo A0	Tipo A1	Tipo A2
	Tipo B	Tipo B0	Tipo B1	Tipo B2
Velocidad Variable	Tipo C	Tipo C0	Tipo C1	Tipo C2
	Tipo D	Tipo D0	Tipo D1	Tipo D2

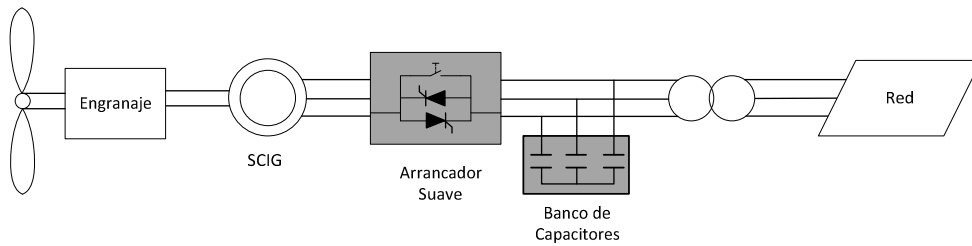
Nota: las casillas de color gris son tipos de turbinas eólicas que no son usadas comúnmente.

**Tipo A: velocidad Fija:** Esta configuración indica la turbina eólica de velocidad fija con un generador de inducción asíncrono de jaula ardilla (SCIG) conectado directamente a la red a través de un transformador (ver figura 2.7). El SCIG siempre obtiene la energía reactiva de la red, esta configuración utiliza un banco de capacitores para compensación de potencia reactiva y se emplea un arrancador suave para su interconexión con la red. Independientemente del principio de control de potencia de un aerogenerador de velocidad fija, las fluctuaciones del viento se convierten en fluctuaciones mecánicas y consecuentemente en fluctuaciones de energía eléctrica y su vez estos pueden producir fluctuaciones de tensión en el punto de conexión [28].

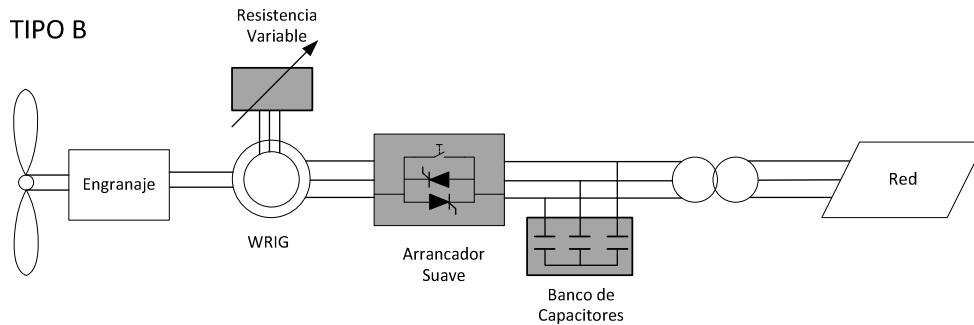
**Tipo A0: control “stall”:** Este es el concepto convencional aplicada por muchos fabricantes de aerogeneradores durante los años 1980 y 1990 (es decir, un concepto de tres palas de aerogeneradores puesto regulada contra el viento). Ha sido muy popular debido a su precio relativamente bajo, su sencillez y su robustez. Los aerogeneradores con control por pérdida aerodinámica no tiene un arranque controlado, lo que implica que la potencia de la turbina no puede ser controlada durante la secuencia de conexión [28].

**Tipo A1: “control pitch”:** Las principales ventajas de una turbina de Tipo A1 son que facilita la controlabilidad de potencia, arranque y paro de emergencia controlado. Su principal inconveniente es que, a altas velocidades del viento, incluso con pequeñas variaciones en la velocidad del viento provoca grandes variaciones en la potencia de salida. El control por cambio de ángulo de paso no es lo suficientemente rápido como para evitar este tipo de fluctuaciones de energía [28].

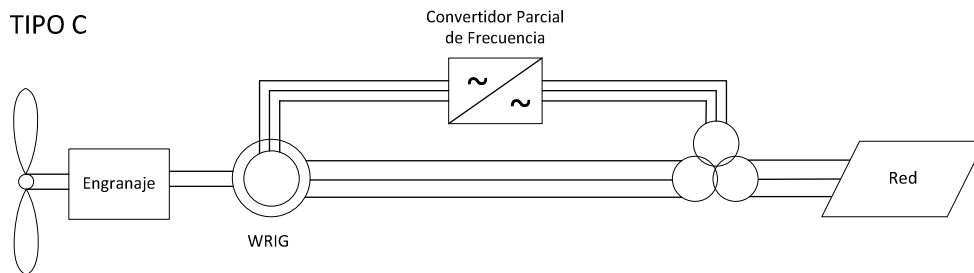
### TIPO A



### TIPO B



### TIPO C



### TIPO D

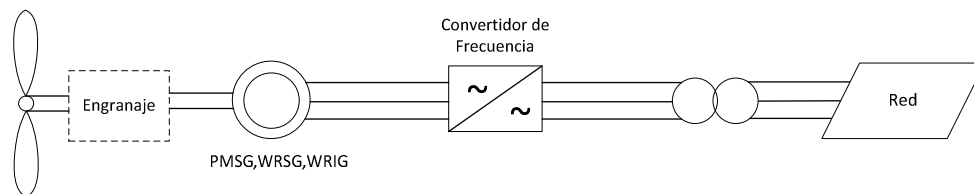


Figura 2.7. Configuración típica de turbinas eólicas. Nota: SCIG = generador de inducción de jaula de ardilla; WRIG = generador de inducción de rotor devanado; PMSG = generador síncrono de imanes permanentes; WRSG = generador síncrono de rotor devanado. La línea de puntos alrededor de la caja de cambios en la configuración de Tipo D indica que puede o no tener caja de engranaje [28].

**Tipo A2: control “active stall”:** Esta configuración básicamente mantiene todas las características de calidad de energía del sistema de control por cambio aerodinámico. El uso del control activo por pérdida aerodinámica ayuda a mejorar la utilización del sistema global. El acoplamiento flexible de las palas a la caja de engranaje facilita el arranque y paro de emergencia. Un inconveniente es el precio más alto que surja del mecanismo de control por cambio del ángulo de paso [28].

**Tipo B: velocidad variable limitada:** Esta configuración corresponde a la turbina eólica de velocidad variable, la cual es limitada por medio de una resistencia variable del rotor del generador. Se utiliza un generador de inducción de rotor devanado (WRIG). El generador está conectado directamente a la red. Un banco de capacitores lleva a cabo la compensación de potencia reactiva. La característica única de este concepto es que tiene una resistencia variable adicional en el rotor, que puede ser cambiado por un convertidor controlado ópticamente montado en el eje del rotor. Por lo tanto, la resistencia total del rotor es controlable. La resistencia del rotor se puede cambiar y por lo tanto controla el deslizamiento de esta manera, la salida de potencia en el sistema se controla [28].

**Tipo C: velocidad variable con convertidor de frecuencia variable:** Esta configuración, conocida como el concepto de generador de inducción doblemente alimentado (DFIG) y corresponde a la turbina eólica de velocidad variable limitada con WRIG y convertidor parcial en el circuito del rotor. El convertidor de frecuencia realiza la compensación de potencia reactiva y la conexión a la red es más suave. Tiene una gama más amplia de control de velocidad dinámico, dependiendo del tamaño del convertidor de frecuencia [19].

**Tipo D: velocidad variable con convertidor de frecuencia constante:** Esta configuración corresponde a la turbina eólica con velocidad variable, con el generador conectado a la red a través de un convertidor de frecuencia constante. La excitación del aerogenerador puede estar conformada por un generador síncrono de rotor devanado (WRSG), un WRIG o por un generador síncrono de imanes permanentes (PMSG) [28].

## 2.5.6 Sistemas Fotovoltaicos

Los dispositivos para la conversión de la energía que se usan para convertir la luz solar en electricidad por efecto fotovoltaico, son conocidos como celdas fotovoltaicas (PV) o celdas solares, es decir que una celda solar es un transductor que convierte la energía radiante del sol directamente en electricidad y es básicamente un diodo conductor capaz de desarrollar un voltaje de entre 0.5-1.0 V y una densidad de corriente de entre 20-40 mA/cm<sup>2</sup>, los cuales están en función de los materiales empleados para su construcción y las condiciones de la luz solar que esta recibe [20].

Las principales ventajas de las plantas PV son:

- Generación distribuida donde sea necesario.
- No se emiten materiales contaminantes.
- Ahorro de combustibles fósiles.
- Fiabilidad de las plantas, ya que carecen de partes móviles (la vida útil suele superar los 20 años).
- Costos de mantenimiento y funcionamiento reducidos.
- Modularidad del sistema (para aumentar la potencia de la planta basta con aumentar el número de paneles) conforme a la demanda real de los usuarios.

Sin embargo, el costo inicial de desarrollo de una planta PV es bastante elevado, debido a un mercado que todavía no ha alcanzado su madurez plena desde un punto de vista técnico y económico. A demás la generación de energía es errática a causa de la variabilidad de la fuente de energía solar.

La energía eléctrica generada por una planta PV depende de distintos factores:

- Radiación solar incidente en el lugar de instalación.
- Inclinación y orientación de los paneles.
- Presencia o no de sombras
- Rendimientos técnicos de los componentes de la planta (principalmente módulos e inversores).

Las aplicaciones principales de las plantas PV son:

- Instalaciones (con sistemas de almacenamiento) para usuarios aislados de la red.
- Instalaciones para usuarios conectados a la red de baja tensión.
- Plantas de energía solar fotovoltaica, normalmente conectadas a la red de alta tensión.

**La irradiancia solar** es la intensidad de la radiación electromagnética solar incidente en una superficie de 1 metro cuadrado [kW/m<sup>2</sup>]. Esta intensidad es igual a la integral de la potencia asociada a cada valor de la frecuencia del espectro de radiación solar. Al atravesar la atmósfera, la intensidad de la radiación solar decae porque es parcialmente reflejada y absorbida (sobre todo por el vapor de agua y el resto de gases atmosféricos), la radiación que logra atravesarla queda parcialmente difusa por el aire y las partículas sólidas en él suspendidas (ver figura 2.8) [29].

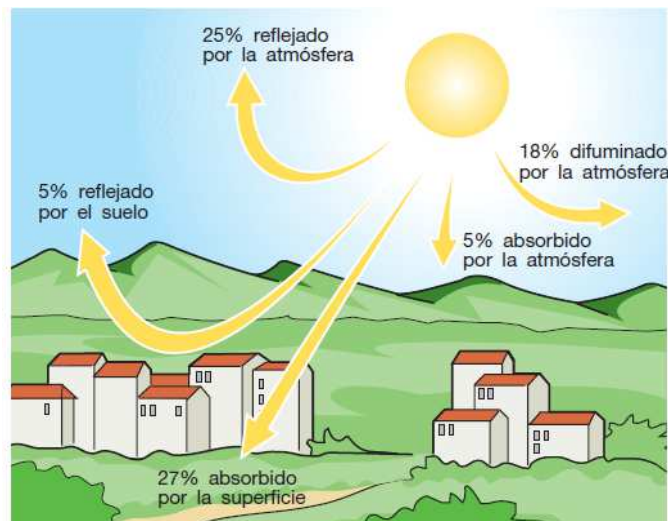


Figura 2.8. Flujo energético entre el sol, la atmosfera y el suelo [29].

**La irradiación solar** es la integral de la irradiancia solar a lo largo de un periodo de tiempo determinado [kWh/m<sup>2</sup>]. Por tanto, la radiación que incide sobre una superficie horizontal está compuesta por radiación directa, relacionada con la irradiancia sobre la superficie, por radiación difusa, que llega a la superficie procedente de todo el firmamento y no de una parte específica del mismo, y por radiación reflejada en determinadas superficies del suelo y el entorno próximo (ver figura 2.9), por ejemplo en invierno el cielo está cubierto y la componente difusa es mayor que la directa) [29].

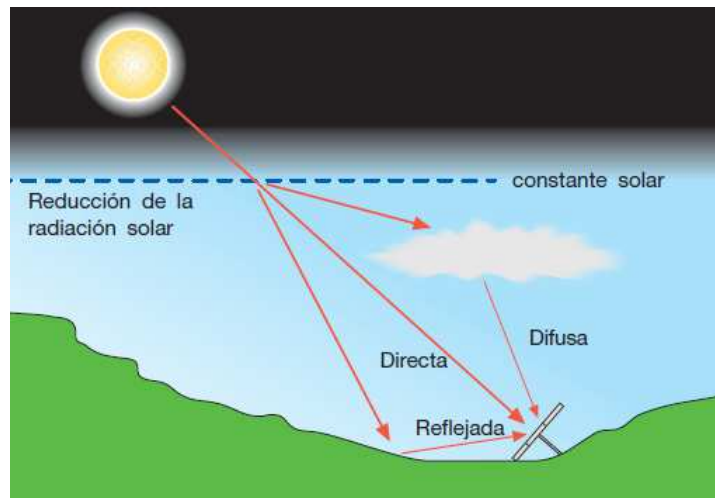


Figura 2.9. Componentes de la radiación solar [29].

### 2.5.6.1 Componentes Principales de una Celda Fotovoltaica

**Celda PV:** El efecto fotovoltaico se puede observar en forma natural en una infinidad de materiales, pero los que tienen un mejor desempeño con la luz solar son los semiconductores, cuando los fotones de la luz del sol son absorbidos en un semiconductor se crean electrones libres con energías más altas que los electrones que proporcionan la vinculación en la base de cristal. Una vez que estos pares de huecos o agujeros de electrones libres son creados, debe haber un campo eléctrico para inducir estos electrones de energías más altas a fluir fuera del semiconductor para desarrollar un trabajo útil. En una celda solar típica esto se puede hacer mediante el uso de uniones p-n. es sabido que si el campo eléctrico existe a través de una unión p-n, este campo recoge a los electrones en una dirección y a los agujeros en otra [20]. Las celdas fotovoltaicas son construidas a base de materiales semiconductores, usualmente de silicio, específicamente en su construcción se realiza una especie de obleas o células delgadas de material semiconductor especialmente tratadas para formar un campo eléctrico positivo de un lado y negativo del otro (ver figura 2.10).

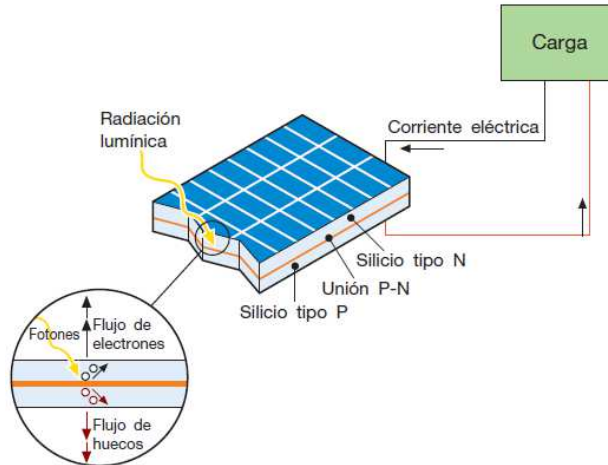


Figura 2.10. Funcionamiento de una célula fotovoltaica [29].

En el mercado se comercializan módulos fotovoltaicos compuestos por un conjunto de células, los más habituales contienen 36 células en 4 hileras paralelas conectadas en serie, con un área comprendida entre 0,5 y 1 m<sup>2</sup>. Varios módulos conectados mecánica y eléctricamente componen un panel, entendido como una estructura común y varios paneles conectados eléctricamente en serie componen una cadena, y varias cadenas conectadas en paralelo para generar la potencia necesaria constituyen el generador o planta PV (ver figura 2.11).

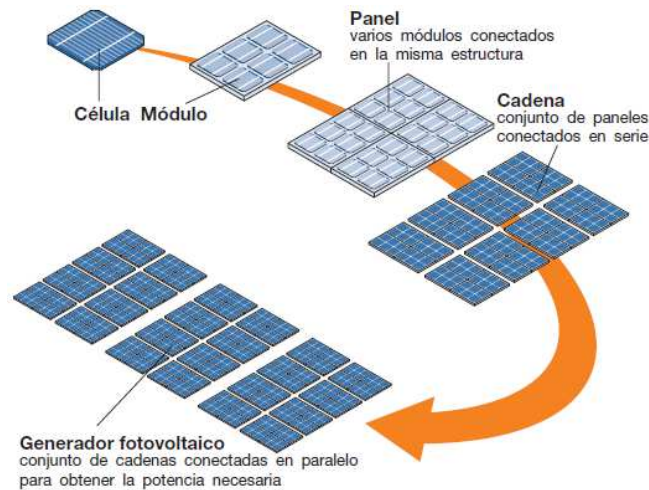


Figura 2.11. Generador fotovoltaica [29].

**Inversor:** los inversores son usados para convertir la corriente directa de salida de un panel PV o de una batería de almacenamiento en corriente alterna, ya sea para alimentar una red o abastecer un sistema aislado (ver figura 2.12). Tempranamente los sistemas PV fueron equipados con inversores conmutados a base de tiristores (TLCI), los cuales son conmutados por la red, debido a su baja calidad en corriente y voltaje los inversores son de alto contenido armónico, estos han sido remplazados en el mercado por inversores

de auto-conmutación con IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) o MOSFET (Metal-Oxide-Semiconductor Field-Effect Transistor) como interruptores semiconductores. Estos últimos manejan potencias considerablemente más altas, la mayor flexibilidad de estos inversores y el uso de microprocesadores ofrecen la oportunidad de configurar el inversor para una aplicación particular y más eficiente. Este tipo de inversores la magnitud de tensión de entrada es esencialmente constante en magnitud y es posible controlar tanto la tensión de salida y la frecuencia de los inversores, esto se consigue mediante la modulación de ancho de pulso de los interruptores del inversores.

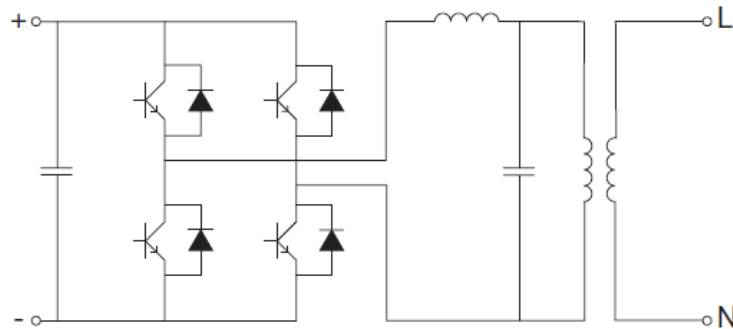


Figura 2.12. Esquema del principio de funcionamiento de un inversor monofásico [25].

### 2.5.6.2 Tipos de Plantas Fotovoltaicas

**Plantas aisladas:** Las plantas aisladas son aquellas que no están conectadas a la red y consisten en paneles PV y un sistema de almacenamiento que garantiza el suministro energético en condiciones de luminosidad deficiente u oscuridad (ver figura 2.13). La corriente suministrada por el generador PV es continua, por lo que si el usuario de la planta necesita corriente alterna se requiere un inversor. Estas plantas son ventajosas desde el punto de vista tanto técnico como económico cuando no existe red eléctrica disponible o ésta resulta de difícil acceso. Además, en una configuración aislada, el campo PV está sobredimensionado de forma que durante las horas de insolación, tanto el suministro de carga como la recarga de las baterías de almacenamiento se puedan garantizar con un cierto margen de seguridad que tiene en cuenta los días con poca insolación.

Entre las aplicaciones actuales más frecuentes se encuentra el suministro a:

- Equipos de bombeo de agua.
- Radiorepetidores, estaciones de observación climatológica o sísmica y de transmisión de datos.
- Sistemas de iluminación.
- Sistemas de señalización vial, portuaria y aeroportuaria.
- Campings y zonas de servicio para autocaravanas.
- Instalaciones publicitarias.
- Refugios a gran altitud.



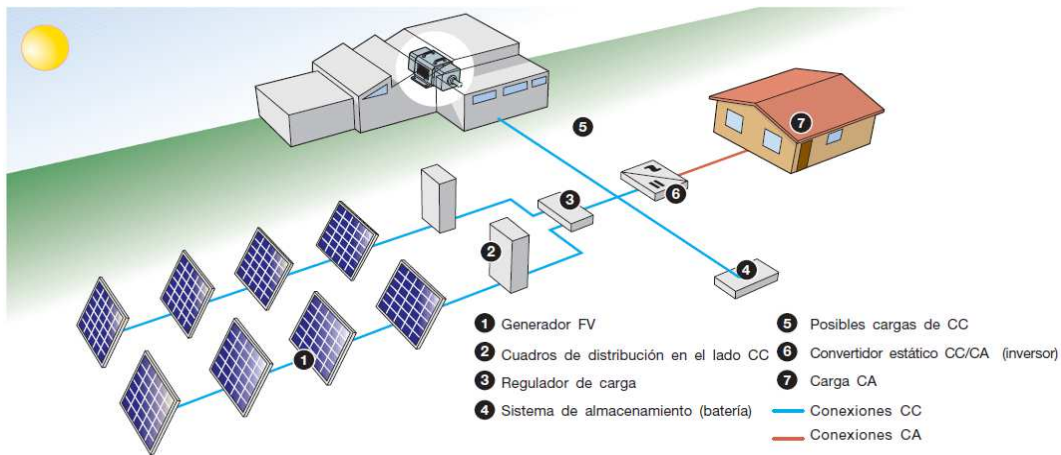


Figura 2.13. Diagrama del principio de funcionamiento de una planta PV aislada [29].

**Plantas conectadas a la red:** Existen dos diferentes tipos de conexión a la red los cuales son descritos a continuación:

Los sistemas PV con conexión a la red de *baja tensión* toman energía de ésta en las horas en las que el generador PV no puede producir suficiente energía para satisfacer las necesidades del consumidor (ver figura 2.14). Por el contrario, si el sistema PV produce un exceso de energía eléctrica, el excedente se inyecta a la red, funcionando así como un acumulador de grandes dimensiones. En consecuencia, los sistemas conectados a la red no requieren bancos de acumuladores. Estas plantas ofrecen la ventaja de una generación distribuida en lugar de centralizada, de hecho, la energía producida cerca del área de consumo tiene un valor mayor que la producida en las grandes centrales tradicionales, al limitarse las pérdidas por transmisión y reducirse los costos por concepto de transporte y puesta en marcha de los sistemas eléctricos.

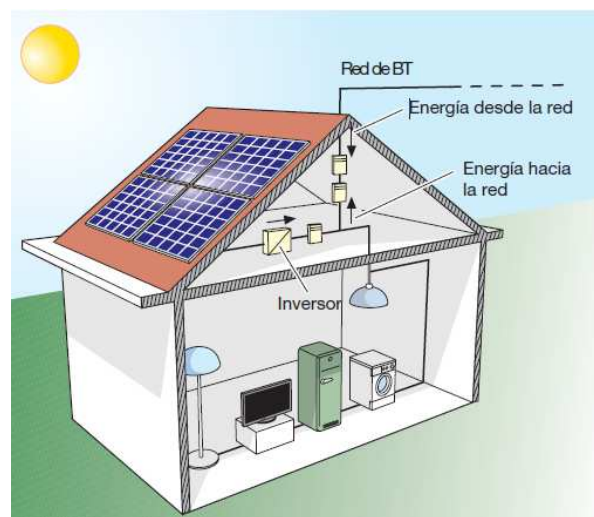


Figura 2.14. Generador PV conectado a la red de distribución (baja tensión) [29].

Plantas PV conectadas a la red *alta tensión* (ver figura 2.15), esta configuración se utilizan debido a la potencia generada por la planta PV que en algunos países inicia a partir de 5 MW, generalmente se emplea para vender energía a la red con el propósito de sustitución de volúmenes importantes de potencia obtenida en forma convencional.

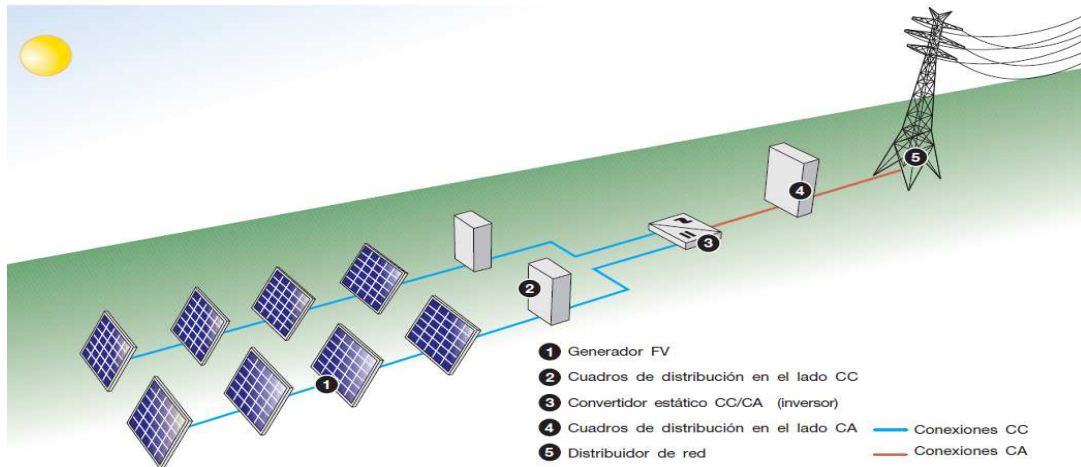


Figura 2.15. Planta fotovoltaica conectada a la red de alta tensión [29].

# **3 MODELADO DE FUENTES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA, PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA**

## **3.1 Introducción**

Normalmente en los estudios de estabilidad transitoria que se realizan en los SEP's, se modela en forma detallada los modelos de todos sus elementos como son generadores, líneas de transmisión, transformadores, etc. y el sistema de distribución únicamente se representa solo por una carga conectada entre el bus que pertenece al SEP y el alimentador de distribución. Por otra parte en la concepción de la GD, tanto la generación, almacenamiento y gestión de la carga se lleva a cabo dentro del sistema de distribución (con excepción de las plantas PV y parques eólicos que en su mayoría son conectados a nivel subtransmisión). Debido a que la GD se encuentra cercana al centro de consumo y alejado de las centrales de generación tradicionales, es necesario determinar si este cambio en el patrón de generación se traducirá en un aumento o una reducción de la seguridad del SEP [8].

Para estudiar el efecto de la GD sobre la estabilidad de la red interconectada, se requiere un modelo realista, pero manejable, para el sistema de distribución. El modelo debe representar la carga agregada del alimentador de distribución y la generación agregada en ese alimentador. El enfoque más complejo consiste en modelar los alimentadores de distribución en detalle. Con un enfoque simple se extienden los modelos actuales para incluir los efectos de los transformadores de la red de distribución y se introduce una carga equivalente y el generador. En este trabajo se han utilizado el enfoque complejo [8].

## **3.2 Definiciones y Clasificación de la Estabilidad**

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia puede ser definida como la propiedad de dicho sistema que le permite permanecer en estado de equilibrio, en condiciones normales de operación y poder recuperar a un estado aceptable de equilibrio después de ser sometido a ciertas perturbaciones [4].

La inestabilidad de un sistema eléctrico de potencia se puede manifestar de formas diferentes dependiendo de la configuración del sistema y modo de funcionamiento. Tradicionalmente, el problema de la estabilidad de un SEP ha sido lograr que el sistema permanezca en sincronismo, esto debido a que la generación en los SEP's está basada primordialmente en máquinas síncronas y una condición necesaria para el funcionamiento aceptable del sistema es que todas las máquinas existentes en el sistema permanezcan en sincronismo. Este aspecto de la estabilidad se ve influenciado por la dinámica del ángulo del rotor del generador y la relación de potencia-ángulo. La inestabilidad también puede encontrarse sin pérdida de sincronismo, por ejemplo, en un sistema que está

conformado por un generador síncrono el cual alimenta un motor de inducción (carga), a través de una línea de transmisión puede llegar a ser inestable debido a la caída de tensión en la carga, en este caso la pérdida de sincronismo no es el problema, el problema está dado por la estabilidad de tensión [4].

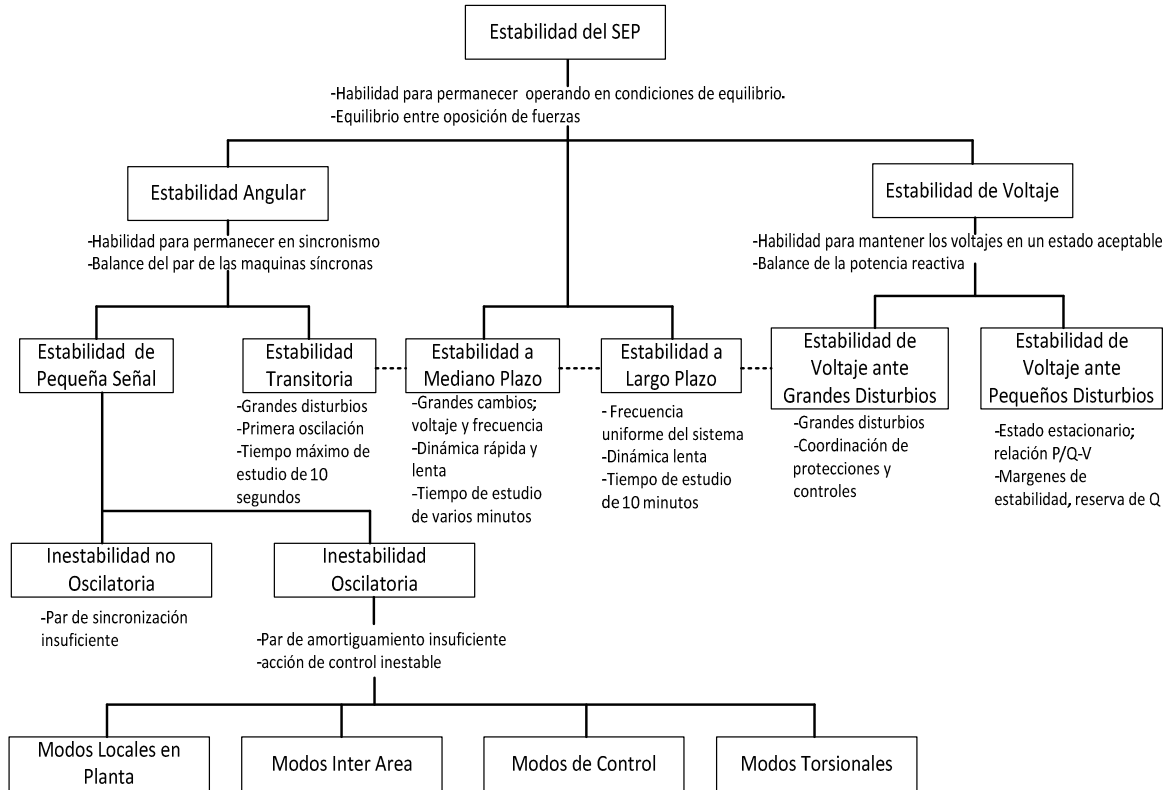


Figura 3.1. Clasificación de Estabilidad del SEP [4].

### 3.2.1 Estabilidad Angular

La Estabilidad angular, se puede definir como la capacidad de las máquinas síncronas interconectadas pertenecientes a un SEP, para permanecer en sincronismo. El problema de estabilidad implica el estudio de las oscilaciones electromecánicas inherentes a las variaciones en la entrega de potencia de las máquinas síncronas que provocan oscilaciones en los rotores [4].

La estabilidad es una condición de equilibrio entre fuerzas opuestas. El mecanismo por el cual las máquinas síncronas interconectadas mantienen sincronismo una con otra, es la restauración de dichas fuerzas, que actúan cada vez que hay fuerzas que tienden a acelerar o desacelerar una o más máquinas con respecto a otras máquinas. En condiciones de estado estacionario, existe un equilibrio entre el par mecánico de entrada y el par eléctrico de salida de cada máquina, y la velocidad permanece constante. Si el sistema es perturbado este equilibrio se altera, lo que resulta en la aceleración o

desaceleración de los rotores de las máquinas de acuerdo a las leyes del movimiento de un cuerpo en rotación. Si un generador funciona temporalmente más rápido que otro, la posición angular de su rotor aumenta con respecto a la de la máquina más lenta. La diferencia angular resultante es la relación de ángulo-potencia. Esto tiende a reducir la diferencia de velocidad y por lo tanto la separación angular. La relación ángulo-potencia, es altamente no lineal. Más allá de un cierto límite, un aumento en la separación angular está acompañada por una disminución en una transferencia de potencia, el incremento en la separación angular conduce a la inestabilidad. Para cualquier situación dada, la estabilidad del sistema depende de si o no, las desviaciones en las posiciones angulares de los rotores resultan en suficiente restauración del par [1, 4, 7].

Cuando una máquina síncrona pierde sincronismo con el resto del sistema, su rotor funciona a una velocidad mayor o menor que la requerida para generar voltajes a la frecuencia del sistema. El "deslizamiento" entre campo del el estator (correspondiente a la frecuencia del sistema) y los el campo del rotor, resulta en grandes fluctuaciones en la potencia de salida de la máquina, la corriente y la tensión; esto hace que el sistema de protección aisle la máquina inestable del sistema. La pérdida de sincronismo puede ocurrir entre una máquina y el resto del sistema o entre grupos de máquinas. En el último caso, el sincronismo puede ser mantenido dentro de cada grupo después de su separación de los otros.

La estabilidad angular se divide en dos ramas dependiendo de tipo de disturbio: Grandes disturbios y Pequeños disturbios. Para el desarrollo de este trabajo se estudiara la estabilidad del sistema ante Grandes Disturbios, comúnmente conocida como Estabilidad Transitoria.

*La estabilidad transitoria* se define como la capacidad del SEP para mantener el sincronismo cuando se somete a una perturbación transitoria severa. La respuesta resultante del sistema implica grandes cambios en el ángulo del rotor del generador y está influenciada por la relación de ángulo-potencia no lineal. La estabilidad depende del estado de operación inicial del sistema y la gravedad del disturbio. Por lo general, el sistema es alterado después del disturbio y el estado de operación es diferente al que se encontraba antes del disturbio [4].

Alteraciones de muy diversos grados de severidad y probabilidad de ocurrencia pueden ocurrir en el sistema. Sin embargo el sistema está diseñado y operado de manera que sea estable para un conjunto seleccionado de contingencias. Las contingencias generalmente consideradas son cortos circuitos de diferentes tipos: fase a tierra, fase-fase a tierra o trifásica. Por lo general la falla ocurre en la línea de transmisión pero de vez en cuando las fallas en un bus o el transformador también se consideran. Se supone que la falla es liberada por la apertura de los interruptores apropiados para aislar el elemento fallado. En los estudios de estabilidad transitoria el período de estudio de interés se limita generalmente de 3 a 5 segundos siguientes a la perturbación, aunque puede extenderse a unos diez segundos para sistemas muy grandes con modos inter área de oscilación dominantes.

### 3.3 Estudio de Flujos de Potencia

El proceso para llevar a cabo estudios de estabilidad puede ser dividido en tres etapas;

- Prefalla
- Durante la falla
- Postfalla

Nos enfocaremos en la etapa de prefalla, se puede definir como el punto de operación en el cual se encuentra el sistema antes de ocurrir un disturbio, este punto de operación del cual se parte para realizar el estudio de estabilidad es obtenido mediante otro estudio; el estudio de flujo de potencia.

El estudio más frecuente en un sistema eléctrico, ya sea este de transmisión o distribución lo constituye el cálculo de las condiciones de operación en régimen permanente. Con estos cálculos se determinan básicamente los voltajes en las distintas barras de la red; los flujos de potencia activa y reactiva en todas las líneas [34].

Para el desarrollo de este trabajo se decidió emplear un modelo de la red en su forma compleja, es decir, son empleadas tanto la red de potencia como la red de distribución, a continuación se presenta la forma de realizar el estudio de flujo de potencia para la red de transmisión y la red de distribución.

#### 3.3.1 Estudio de Flujo de Potencia en Redes de Transmisión

En los sistemas de transmisión debido a los grandes bloques de potencia que manejan y a las grandes distancias de interconexión entre ellas, estas poseen las siguientes características [35-40]:

- Red balanceada.
- Transposiciones.
- Alto valor de la razón  $X/R$ .
- Susceptancias capacitivas apreciables en las líneas.
- normalmente la topología de la red es mayormente mallada.

Para llevar a cabo estudios de flujos de potencia en este tipo de sistemas se ha desarrollado y perfeccionado a lo largo de los años una diversidad de métodos a continuación se describen algunos de los más empleados:

- Gauss-Seidel indirecto
- Gauss-Seidel directo
- Newton-Raphson
- Newton-Raphson desacoplado y desacoplado rápido

### 3.3.2 Estudio de Flujo de Potencia en Redes de Distribución

Las redes de distribución presentan características muy particulares y que los diferencian de las de transmisión. Entre éstas se distinguen:

- Topologías radiales
- Múltiples conexiones (Monofásicas, Bifásicas, Trifásicas)
- Cargas de distinta naturaleza
- Líneas de resistencia comparables a la reactancia
- Líneas sin transposiciones.

Los sistemas de distribución son típicamente radiales, esto es, el flujo de potencia se distribuye a partir de un solo bus (nodo raíz). Este bus principal se reconoce como la subestación que alimenta al resto de la red (figura 3.2). En la subestación se reduce el voltaje del nivel de alta tensión a media tensión. Comúnmente se utiliza para el control de tensión en el lado de media tensión, un transformador con cambiador de derivaciones o en su defecto un banco de capacitores [35-40].

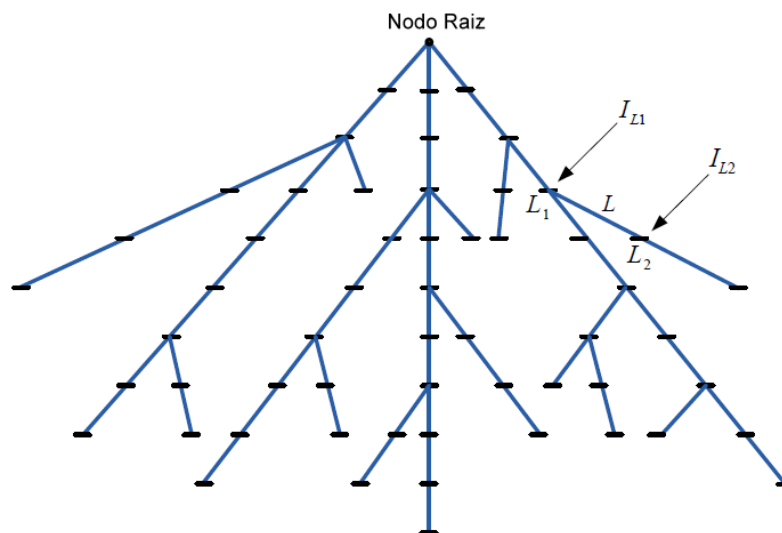


Figura 3.2. Red de distribución radial [41].

Otro aspecto que llama la atención en distribución es la presencia de cargas de distinta naturaleza. En efecto, los tipos de carga que comúnmente se encuentran son: residenciales, comerciales, industriales y agro-industriales (estas últimas muy típicas en zonas rurales). Cada una de estos tipos se caracteriza por poseer un factor de potencia típico y un determinado comportamiento frente a las variaciones de tensión [35], [41].

Contrariamente a lo que sucede en sistemas de transmisión, en distribución la resistencia de las líneas es comparable a su reactancia. Generalmente la razón  $X/R$  tiene un amplio rango de variación, pudiendo llegar a ser bastante menor que uno.

Finalmente, en distribución no existen transposiciones. La causa es que aquí las líneas son cortas. Esto motiva que las caídas de tensión debido a los acoplamientos entre las fases sean desequilibradas. Por esta causa, la más exacta modelación de las líneas es empleando una representación trifásica.

Los métodos de flujo de potencia radial han sido perfeccionados últimamente y su principal característica es el aprovechamiento de la topología radial de estos sistemas. Los más usados son:

- Método Escalonado (Ladder Method).
- Método Suma de Corrientes (Current Summation Method).
- Método Suma de Potencias (Power Summation Method).

A modo de resumen se podría decir que estos métodos son tan sólo una extensión de la forma general del método iterativo de Gauss-Seidel. En efecto, el método escalonado resuelve la red aguas arriba (hacia nodo raíz), suponiendo previamente un perfil de tensión, aplicando directamente las leyes de corriente y voltaje de Kirchoff hasta llegar al nodo raíz. De este modo es posible calcular el voltaje del nodo raíz. El error que se obtenga entre este valor y el especificado se sumará al perfil de tensión previamente supuesto de tal modo de obtener un nuevo perfil de tensión para la próxima iteración. La convergencia se logra cuando el voltaje que resulte del nodo raíz es el especificado. Los métodos restantes constan de dos procesos: aguas arriba y aguas abajo.

En el proceso aguas arriba, previamente supuesto un perfil de tensión, se calculan las corrientes (suma de corrientes) o las potencias de los nodos (suma de potencias), según sea el caso. En el proceso aguas abajo se obtienen nuevos valores para las tensiones, a partir del cálculo anterior, Estos valores de tensión son los que se utilizará la próxima iteración. Finalmente, la convergencia se encuentra en el voltaje. Estos métodos aplicados a sistemas de distribución en general muestran mucho mejores características de convergencia (rapidez y confiabilidad) que los tradicionales.

### **3.3.3 Elección de la Topología de la Red a Emplear**

Como ya se mencionó anteriormente las redes de transmisión se consideran en forma balanceada, por lo que el estudio de flujo se realiza de forma monofásica y de igual forma se lleva a cabo el estudio de estabilidad, es por esta última razón que en esta tesis el modelado de la red en su forma compleja (red de potencia y red de distribución) se realizara en forma monofásica.

En las secciones 3.3.1 y 3.3.2 se describieron los métodos que son empleados para cada uno de los casos, en esta tesis se decidió emplear un método empleado para las redes de potencia, el método de Newton-Raphson y a continuación se presenta una simulación con el método elegido.



En la figura 3.3 se muestra una red radial de 28 nodos normalmente empleada para realizar estudios de flujos potencia con los distintos métodos empleados para analizar este tipo de redes [35]. Los datos de la red son mostrados en el apéndice A.1.

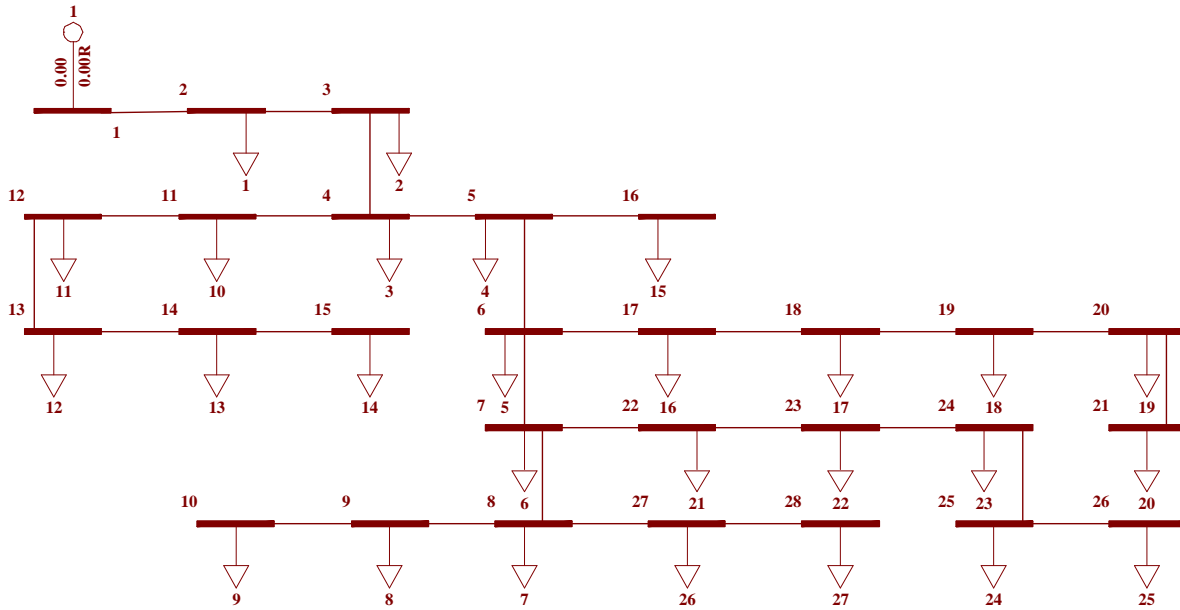


Figura 3.3. Red radial de 28 nodos [6].

En la figura 3.4 se muestran la solución encontrada del sistema con el método elegido. Las potencias entregadas en el nodo raíz son de  $P=825.1950$  kW,  $Q=819.6232$  kVAR las cuales son similares a los resultados obtenidos en [35], en el que se obtuvieron  $P=829.852$  kW,  $Q=822.392$  kVAR.

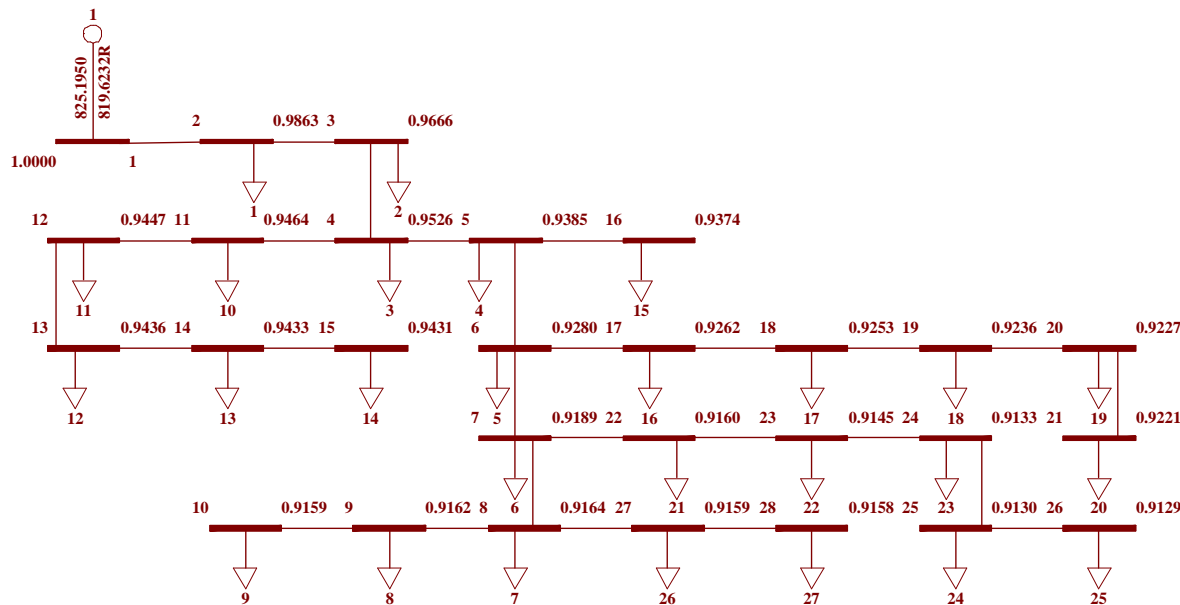


Figura 3.4. Resultado del estudio de flujos.

En la tabla 3.1 se muestran los voltajes en cada uno de los nodos, resultado de la solución obtenida con el método descrito anteriormente y se muestra el error relativo respecto al método de la referencia [6]. También se muestran otros métodos empleados en la solución de flujos de potencia empleados en redes de transmisión.

Tabla 3.1. Resultados obtenidos con distintos métodos de solución.

No. de Bus	Voltaje (pu)				Error Relativo (%)		
	Articulo	Newton-Raphson	Gauss-Seidel	Gauss-Seidel Modificado	Newton-Raphson	Gauss-Seidel	Gauss-Seidel Modificado
1	1	1	1	1	0	0	0
2	0.9862	0.986221	0.986221	0.986221	0.00112	0.00112	0.00112
3	0.9664	0.966455	0.966455	0.966455	0.00155	0.00155	0.00155
4	0.9523	0.952358	0.952358	0.952358	0.00294	0.00294	0.00294
5	0.9382	0.938195	0.938195	0.938195	0.00266	0.00266	0.00266
6	0.9276	0.927665	0.927664	0.927664	0.00377	0.00367	0.00367
7	0.9185	0.918493	0.918493	0.918492	0.00359	0.00359	0.00348
8	0.9160	0.916037	0.916036	0.916035	0.00404	0.00393	0.00382
9	0.9157	0.915757	0.915756	0.915755	0.00404	0.00393	0.00382
10	0.9155	0.915511	0.91551	0.915509	0.00448	0.00437	0.00426
11	0.9461	0.946168	0.946168	0.946168	0.00296	0.00296	0.00296
12	<b>0.9554</b>	<b>0.944399</b>	<b>0.944398</b>	<b>0.944398</b>	<b>1.14835</b>	<b>1.14846</b>	<b>1.14846</b>
13	0.9433	0.943341	0.943341	0.943342	0.00329	0.00329	0.00339
14	0.9430	0.943062	0.943062	0.943062	0.00339	0.00339	0.00339
15	0.9428	0.942821	0.942821	0.942822	0.00329	0.00329	0.00339
16	0.9379	0.937066	0.937066	0.937065	0.09318	0.09318	0.09329
17	0.9259	0.925879	0.925879	0.925879	0.00313	0.00313	0.00313
18	0.9249	0.924902	0.924902	0.924902	0.00346	0.00346	0.00346
19	0.9232	0.923233	0.923233	0.923233	0.00357	0.00357	0.00357
20	0.9223	0.922374	0.922374	0.922374	0.00369	0.00369	0.00369
21	0.9217	0.92174	0.92174	0.921739	0.00434	0.00434	0.00423
22	0.9156	0.915612	0.915612	0.91561	0.00459	0.00459	0.00437
23	0.9140	0.914075	0.914074	0.914073	0.00492	0.00481	0.00470
24	0.9129	0.912899	0.912898	0.912897	0.00427	0.00416	0.00405
25	0.9126	0.912639	0.912639	0.912637	0.00427	0.00427	0.00405
26	0.9124	0.912474	0.912473	0.912472	0.00482	0.00471	0.00460
27	0.9155	0.915542	0.915541	0.91554	0.00459	0.00448	0.00437
28	0.9154	0.915419	0.915417	0.915416	0.00426	0.00404	0.00393

Como se muestra en la tabla 3.1 los errores relativos obtenidos con los distintos métodos se encuentra dentro de un límite aceptable y el error más grande se encuentra en el nodo 12 para todos los caso el cual se encuentra alrededor del 1%, por lo que se puede

concluir que es aceptable emplear este tipo de métodos para el análisis de redes de distribución.

### 3.4 Modelos de Generadores

Algunas tecnologías de generación distribuida como geotérmica, biomasas, hidráulicas, micro turbinas, y la mayoría de los sistemas eólicos, emplean generadores síncronos y asíncronos. Sus características de modelación dependen del tipo de generador, los controles y de la compensación de potencia reactiva incluida (si es necesaria). Es por ello que esta sección, se efectúa una revisión a los modelos de los de los generadores síncronos y asíncronos.

#### 3.4.1 Modelo Clásico de la Máquina Síncrona

En esta tesis el modelo clásico de la máquina síncrona será empleado con diversos programas, esto con el objeto de comprobar de alguna forma la solución a la topología de red empleada, ya que como se menciona en secciones previas se empleara un modelado de la red contemplando la red de potencia y distribución, en esta ultima incluyendo generación distribuida.

Para este modelo se desprecia el efecto de la saliencia, se asume que los enlaces de flujo son constantes por lo que se considera que  $X'_d \approx X_q$  tomando en cuenta esto el voltaje en terminales de la máquina es:

$$\bar{V}_t = -R_a \bar{I}_t - jX'_d \bar{I}_t + \bar{E} \quad (3.1)$$

Donde

$\bar{E}$  = voltaje detrás de la reactancia transitoria  
 $\bar{V}_t$  = voltaje terminal de la máquina  
 $\bar{I}_t$  = corriente en las terminales de la máquina  
 $R_a$  = resistencia de armadura  
 $X'_d$  = reactancia transitoria en el eje directo

De la ecuación (3.1) obtenemos el equivalente de Norton que del generador, que conecta al generador con la red de transmisión:

$$\bar{I}_t = \frac{1}{R_a + jX'_d} (\bar{E}' - \bar{V}_t) \quad (3.2)$$

El modelo clásico de la máquina síncrona se representa como una fuente de tensión detrás de una reactancia transitoria y el circuito equivalente es:

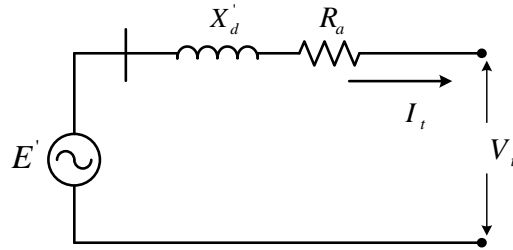


Figura 3.5. Circuito equivalente de la máquina síncrona modelo clásico.

Para el análisis del comportamiento dinámico del sistema de potencia es necesario expresar todas las ecuaciones diferenciales de los modelos de los componentes del sistema como un conjunto de ecuaciones diferenciales de primer orden. La ecuación de oscilación, que es de segundo orden, se expresa como un sistema de dos ecuaciones de primer orden para cada máquina síncrona. El sistema de ecuaciones en función del ángulo de carga en grados eléctricos, la velocidad en radianes eléctricos por segundo y el par en pu (con el tiempo en segundos) es:

$$\frac{d}{dt}(\delta) = \omega - \omega_0 \quad (3.3)$$

$$\frac{d}{dt}(\omega) = \frac{\omega_0}{2H}(P_m - P_e) \quad (3.4)$$

De igual forma la dinámica del generador es mostrada en la figura 3.6, por medio de un diagrama de bloques que representa su función de transferencia.

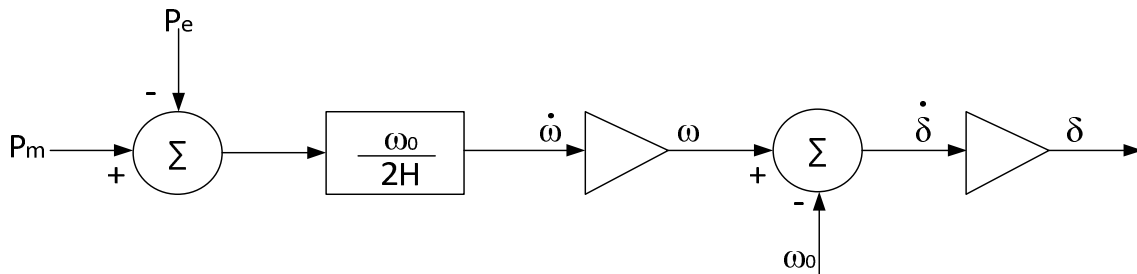


Figura 3.6. Diagrama de bloques para la dinámica del rotor.

### 3.4.2 Modelo con Controles de la Máquina Síncrona

El modelo con controles de la máquina síncrona, se empleara únicamente con el programa PSS/E. A continuación se describen dichos modelos.

Para el **modelo de cuarto orden** de la máquina se consideran los transitorios solamente de un devanado ficticio de amortiguamiento del rotor, ya que solamente son considerados

el devano de campo en el eje directo y el segundo devanado de amortiguamiento en el eje  $q$ .

Es decir se desprecian el efecto de los devanados de amortiguamiento tanto en eje  $d$  y  $q$  por lo que solo se considera el devanado de campo, el devanado de amortiguamiento extra en el eje  $q$  y las dos ecuaciones electromecánicas (3.3 y 3.4).

Ecuación diferencial del voltaje del devanado de campo:

$$\frac{d}{dt}(E'_q) = \frac{1}{T'_{d0}}(V_{fd} - E'_q - (X_d - X'_d)(-i_d)) \quad (3.5)$$

Ecuación diferencial del voltaje del devanado extra de amortiguamiento en el eje  $q$ :

$$\frac{d}{dt}(-E'_d) = \frac{1}{T'_{q0}}[(X_q - X'_q)(i_d) - (-E'_d)] \quad (3.6)$$

En el **modelo de quinto orden** además de las dos ecuaciones diferenciales de primer orden de los transitorios electromecánicos (3.3 y 3.4), se considera los efectos tanto del devanado de campo como el devanado de amortiguamiento ficticio en eje  $d$  y  $q$ . por lo que la ecuación diferencial de voltaje del devanado de campo (3.5), es la misma que la presentada en el modelo de cuarto orden.

Ecuación de voltaje del devanado de amortiguamiento en el eje directo modificada:

$$\frac{d}{dt}(E''_q) = \frac{1}{T''_{d0}}[E'_q - (X'_d - X''_d)(-i_d) - E''_q] \quad (3.7)$$

Ecuación de voltaje del devanado de amortiguamiento en el eje cuadratura modificada:

$$\frac{d}{dt}(-E''_d) = \frac{1}{T''_{q0}}[(X'_q - X''_q)i_q + E''_d] \quad (3.8)$$

Con estas 2 ecuaciones diferenciales, más las 2 electromecánicas y la ecuación de voltaje del devanado de campo, obtenemos el modelo de quinto orden

El **modelo de sexto orden**, considera cuatro devanados en el rotor con sus correspondientes variaciones en los enlaces de flujo, dos devanados en el eje directo y dos en el eje cuadratura. Es decir tiene un devanado de amortiguamiento extra en el eje  $q$ . Por lo que las ecuaciones del voltaje del rotor para el devanado de campo y para el devanado de amortiguamiento en el eje  $d$  son las mismas que se desarrollaron anteriormente, las cuales son (3.5 y 3.7).

Ecuación modificada de los enlaces de flujo del devanado extra de amortiguamiento en el eje  $q$ :

$$\frac{d}{dt}(-E'_d) = \frac{1}{T'_{q0}}[(X_q - X'_q)(i_d) - (-E'_d)] \quad (3.9)$$

Ecuación modificada de los enlaces de flujo del primer devanado de amortiguamiento en el eje  $q$ :

$$\frac{d}{dt}(-E_d'') = -\frac{1}{T_{q0}''} [(-E_d') + (X_q' - X_q'')(i_d) - (-E_d'')] \quad (3.10)$$

Con estas 2 ecuaciones diferenciales, más las 2 electromecánicas, la ecuación de voltaje del devanado de campo y el devanado de amortiguamiento en el eje  $d$ , obtenemos el modelo de sexto orden.

### 3.4.3 Modelo del Generador de Inducción

Para modelar el generador de inducción, primero se encuentra un modelo en el marco de referencia de abc y después se transforma al marco de referencia  $dq0$  que gira a una velocidad arbitraria  $\omega$  que puede ser; en un marco de referencia estacionario (fijo en el estator), en el marco de referencia del rotor (transformación de Park) o en el marco de referencia de la red [42].

El modelo que es presentado a continuación se encuentra en el marco de referencia  $dq0$  el cual gira a una velocidad arbitraria ( $\omega$ ) y es el modelo de orden reducido del generador inducción el cual considera los transitorios eléctricos y mecánicos del rotor.

$$\hat{V}_{ds} = \hat{r}_s \hat{i}_{ds} + \frac{1}{\omega_0} \frac{d}{dt} (\hat{\psi}_{ds}) + \hat{\omega} \hat{\psi}_{qs} \quad (3.11)$$

$$\hat{V}_{qs} = \hat{r}_s \hat{i}_{qs} + \frac{1}{\omega_0} \frac{d}{dt} (\hat{\psi}_{qs}) - \hat{\omega} \hat{\psi}_{ds} \quad (3.12)$$

$$\hat{V}_{dr} = \hat{r}_r \hat{i}_{dr} + \frac{1}{\omega_0} \frac{d}{dt} (\hat{\psi}_{dr}) + (\hat{\omega} - \hat{\omega}_r) \hat{\psi}_{qr} \quad (3.13)$$

$$\hat{V}_{qr} = \hat{r}_r \hat{i}_{qr} + \frac{1}{\omega_0} \frac{d}{dt} (\hat{\psi}_{qr}) - (\hat{\omega} - \hat{\omega}_r) \hat{\psi}_{dr} \quad (3.14)$$

$$\hat{\psi}_{ds} = \hat{L}_{ss} \hat{i}_{ds} + \hat{L}_m \hat{i}_{dr} \quad (3.15)$$

$$\hat{\psi}_{qs} = \hat{L}_{ss} \hat{i}_{qs} + \hat{L}_m \hat{i}_{dr} \quad (3.16)$$

$$\hat{\psi}_{dr} = \hat{L}_{rr} \hat{i}_{dr} + \hat{L}_m \hat{i}_{ds} \quad (3.17)$$

$$\hat{\psi}_{qr} = \hat{L}_{rr} \hat{i}_{qr} + \hat{L}_m \hat{i}_{qs} \quad (3.18)$$

$$\hat{P}_s = \hat{V}_{dr} \hat{i}_{dr} + \hat{L}_m \hat{i}_{ds} \quad (3.19)$$

$$\hat{T}_e = \hat{\psi}_{dr} \hat{i}_{qr} + \hat{\psi}_{qr} \hat{i}_{dr} \quad (3.20)$$

$$\dot{\omega}_r = \frac{\omega_0}{2H} (\hat{T}_m - \hat{T}_e) \quad (3.21)$$

Donde los coeficientes “ $\mathcal{V}, r, i, \psi, \omega, L, S, P, Q, T$ ” se refieren a cantidades de voltaje, resistencia, corriente, enlaces de flujos, velocidad angular, inductancias, deslizamiento, potencia activa potencia reactiva, y par respectivamente. Los subíndices “ $s, r, d, q$ ” se refieren a cantidades del estator y rotor, del eje “ $d$ ” y “ $q$ ” respectivamente, y el subíndice “ $\wedge$ ” para la inductancia mutua entre el estator y el rotor. El símbolo representa cantidades en por unidad.

A partir de un modelo en el marco de referencia de la red, se deducen modelos de orden reducido para estudios de flujos de potencia y de estabilidad ante grandes disturbios, estos modelos de orden reducido no consideran los transitorios electromagnéticos [43], y el por qué no son considerados se debe a como es modelada la red, esto es, porque la red es representada por una matriz de admitancias de nodo formada a partir de los circuitos equivalentes en  $\pi$  de parámetros concentrados de los elementos de la red de transmisión [44]. Tomando en cuenta lo antes mencionado y puntualizando que se encuentra en el marco de referencia que gira a velocidad síncrona  $\omega = \omega_0$ , las ecuaciones de voltaje del estator quedan conformadas de la siguiente forma:

$$\hat{\mathcal{V}}_{ds} = \hat{r}_s \hat{i}_{ds} + \hat{\omega} \hat{\psi}_{qs} \quad (3.22)$$

$$\hat{\mathcal{V}}_{qs} = \hat{r}_s \hat{i}_{qs} - \hat{\omega} \hat{\psi}_{ds} \quad (3.23)$$

Para llevar el modelo de orden reducido a su forma final obtenemos las corrientes del rotor al despejarlas de las ecuaciones de enlaces de flujo del rotor (3.17-3.18):

$$\hat{i}_{dr} = \frac{\hat{\psi}_{dr} - \hat{L}_m \hat{i}_{ds}}{\hat{L}_{rr}} \quad (3.24)$$

$$\hat{i}_{qr} = \frac{\hat{\psi}_{qr} - \hat{L}_m \hat{i}_{qs}}{\hat{L}_{rr}} \quad (3.25)$$

Sustituyendo las ecuaciones de las corrientes del rotor (3.24 y 3.25) en las ecuaciones de los enlaces de flujo del estator (3.15 y 3.16) y a su vez sustituyendo las ecuaciones resultantes en las ecuaciones de voltaje del estator (3.22 y 3.23), se tiene:

$$\hat{\mathcal{V}}_{ds} = \hat{r}_s \hat{i}_{ds} + \frac{\hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{qr} + \hat{\omega} \left( \hat{L}_{ss} - \frac{\hat{L}_m^2}{\hat{L}_{rr}} \right) \hat{i}_{qs} \quad (3.26)$$

$$\hat{\mathcal{V}}_{qs} = \hat{r}_s \hat{i}_{qs} - \frac{\hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{dr} - \hat{\omega} \left( \hat{L}_{ss} - \frac{\hat{L}_m^2}{\hat{L}_{rr}} \right) \hat{i}_{ds} \quad (3.27)$$

Sustituyendo las ecuaciones de las corrientes del rotor (3.24 y 3.25) en las ecuaciones de voltaje del rotor (3.13 y 3.14), recordando que  $(\omega - \omega_r) = S\omega$ , y despejando las derivadas de las ecuaciones resultantes se tiene:

$$\frac{d}{dt}(\hat{\psi}_{dr}) = \omega_0 \hat{\mathcal{V}}_{dr} + \frac{\omega_0 \hat{r}_r \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{i}_{ds} - \frac{\omega_0 \hat{r}_r}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{dr} - (\hat{\omega} - \hat{\omega}_r) \omega_0 \hat{\psi}_{qr} \quad (3.28)$$

$$\frac{d}{dt}(\hat{\psi}_{qr}) = \omega_0 \hat{\mathcal{V}}_{qr} + \frac{\omega_0 \hat{r}_r \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{i}_{qs} - \frac{\omega_0 \hat{r}_r}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{qr} + (\hat{\omega} - \hat{\omega}_r) \omega_0 \hat{\psi}_{dr} \quad (3.29)$$

A partir de las reactancias del circuito equivalente en estado estacionario a la frecuencia síncrona se definen los siguientes parámetros:

$$\hat{X} = \hat{L}_{ss} = \hat{L}_{ls} + \hat{L}_m = \hat{X}_s + \hat{X}_m \quad (3.30)$$

$$\hat{X}' = \hat{L}_{ss} - \frac{\hat{L}_m^2}{\hat{L}_{rr}} = \hat{L}_{ls} + \frac{\hat{L}_{lr} \hat{L}_m}{\hat{L}_{lr} + \hat{L}_m} = \hat{X}_s + \frac{\hat{X}_r \hat{X}_m}{\hat{X}_r + \hat{X}_m} \quad (3.31)$$

$$\hat{X} - \hat{X}' = \frac{\hat{L}_m^2}{\hat{L}_{rr}} = \hat{L}_m - \frac{\hat{L}_{lr} \hat{L}_m}{\hat{L}_{lr} + \hat{L}_m} = \hat{X}_m - \frac{\hat{X}_r \hat{X}_m}{\hat{X}_r + \hat{X}_m} \quad (3.32)$$

$$T_0' = \frac{\hat{L}_{rr}}{\omega_0 \hat{r}_r} \quad (3.33)$$

Multiplicando las ecuaciones (3.28 y 3.29) por  $\hat{\omega} \hat{L}_m / \hat{L}_{rr}$ , sustituyendo las ecuaciones (3.30)-(3.33) en las ecuaciones resultantes y en las ecuaciones (3.26 y 3.27) se tiene:

$$\hat{\mathcal{V}}_{ds} = \hat{r}_s \hat{i}_{ds} + \frac{\hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{qr} + \hat{\omega} \hat{X}' \hat{i}_{qs} \quad (3.34)$$

$$\hat{\mathcal{V}}_{qs} = \hat{r}_s \hat{i}_{qs} - \frac{\hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{dr} - \hat{\omega} \hat{X}' \hat{i}_{ds} \quad (3.35)$$

$$\frac{d}{dt} \left( \frac{\hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{dr} \right) = \frac{1}{T_0'} \left[ \hat{\omega} (\hat{X} - \hat{X}') \hat{i}_{ds} - \frac{\hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{dr} \right] - (\hat{\omega} - \hat{\omega}_r) \omega_0 \left( \frac{\hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{qr} \right) + \frac{\omega_0 \hat{\mathcal{V}}_{dr} \hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \quad (3.36)$$

$$\frac{d}{dt} \left( \frac{\hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{qr} \right) = \frac{1}{T_0'} \left[ \hat{\omega} (\hat{X} - \hat{X}') \hat{i}_{qs} - \frac{\hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{qr} \right] + (\hat{\omega} - \hat{\omega}_r) \omega_0 \left( \frac{\hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{dr} \right) + \frac{\omega_0 \hat{\mathcal{V}}_{qr} \hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \quad (3.37)$$

Definiendo las siguientes relaciones fasoriales:

$$\hat{\mathcal{V}}_t = \hat{\mathcal{V}}_{qs} + j \hat{\mathcal{V}}_{ds} \quad (3.38)$$

$$\hat{I}_t = \hat{i}_{qs} + j \hat{i}_{ds} \quad (3.39)$$

$$\hat{I}_2 = \hat{i}_{qr} + j \hat{i}_{dr} \quad (3.40)$$

Definiendo el voltaje detrás de la reactancia transitoria:

$$\hat{E}'_q = - \frac{\hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{dr} \quad (3.41)$$

$$\hat{E}'_d = \frac{\hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \hat{\psi}_{qr} \quad (3.42)$$



$$\tilde{E}' = \hat{E}'_q + j\hat{E}'_d \quad (3.43)$$

Definidas las ecuaciones anteriores podemos obtener el modelo eléctrico del estator; multiplicando la ecuación (3.34) por “j”, sumándola a (3.36) y sustituyendo las ecuaciones (3.38)-(3.43) en la ecuación resultante se obtiene:

$$\hat{V}_t = \hat{r}_s \tilde{I}_t + j\hat{\omega} \hat{X}' \tilde{I}_t + \tilde{E}' \quad (3.44)$$

A continuación se obtiene el modelo equivalente de Norton que al igual que en la máquina síncrona es utilizado para estudios de estabilidad. De la ecuación (3.44) se despeja la corriente en terminales del generador como se muestra a continuación:

$$\tilde{I}_t = \frac{1}{\hat{r}_s + j\hat{\omega} \hat{X}'} (\hat{V}_t - \tilde{E}') \quad (3.45)$$

Para el modelo eléctrico del rotor, se debe hallar la ecuación diferencial en forma fasorial de los transitorios eléctricos del generador, esta se obtiene multiplicando la ecuación (3.36) por -1, sustituyendo las ecuaciones (3.38)-(3.43) en la ecuación resultante obteniendo y en (3.37):

$$\frac{d}{dt}(\hat{E}'_q) = -\frac{1}{T'_0} [\hat{\omega}(\hat{X} - \hat{X}') \hat{i}_{ds} + \hat{E}'_q] + (\hat{\omega} - \hat{\omega}_r) \omega_0 \hat{E}'_d - \frac{\omega_0 \hat{V}_{dr} \hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \quad (3.46)$$

$$\frac{d}{dt}(\hat{E}'_d) = -\frac{1}{T'_0} [\hat{E}'_d - \hat{\omega}(\hat{X} - \hat{X}') \hat{i}_{qs}] - (\hat{\omega} - \hat{\omega}_r) \omega_0 \hat{E}'_q + \frac{\omega_0 \hat{V}_{qr} \hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} \quad (3.47)$$

Por último se multiplica la ecuación (3.47) por “j” y se suma a la ecuación (3.46) obteniendo:

$$\frac{d}{dt}(\tilde{E}') = -\frac{1}{T'_0} [\tilde{E}' - j\hat{\omega}(\hat{X} - \hat{X}') \tilde{I}_t] - j(\hat{\omega} - \hat{\omega}_r) \omega_0 (\tilde{E}') + j \frac{\omega_0 \hat{\omega} \hat{L}_m}{\hat{L}_{rr}} (\hat{V}_{qr} + j\hat{V}_{dr}) \quad (3.48)$$

Para obtener la ecuación del par electromagnético la cual está dada por la ecuación (3.20). Sustituyendo las ecuaciones de corrientes del rotor (3.24 y 3.25) en la ecuación del par y las ecuaciones (3.38)-(3.43) en la ecuación resultante se obtiene:

$$\hat{T}_e = \frac{\hat{E}'_q \hat{i}_{qs} + \hat{E}'_d \hat{i}_{ds}}{\hat{\omega}} \quad (3.49)$$

Las ecuaciones obtenidas son adecuadas para modelar la máquina de inducción con rotor devanado. El modelo de la máquina de inducción con el rotor jaula de ardilla es muy similar al de rotor devanado, el cambio se da en el ultimo termino de las ecuaciones (3.36 y 3.37), en donde el valor de  $\hat{V}_{qr}$  y  $\hat{V}_{dr}$  son igual a cero, en consecuencia la ecuación (3.48) para la máquina de inducción rotor jaula de ardilla queda de la siguiente forma:

$$\frac{d}{dt}(\tilde{E}') = -\frac{1}{T'_0} [\tilde{E}' - j\hat{\omega}(\hat{X} - \hat{X}') \tilde{I}_t] - j(\hat{\omega} - \hat{\omega}_r) \omega_0 (\tilde{E}') \quad (3.48)$$

### 3.5 Modelos de Interfaz Electrónica

Una apropiada modelación dinámica de la GD es importante para obtener información del impacto sobre la red, producto de la presencia de este tipo de unidades de generación ante alguna perturbación. La dinámica de las fuentes de GD es influenciada por el tipo de GD y la interfaz con la red.

Hablando específicamente de las fuentes de GD que emplean convertidores electrónicos de potencia para su interconexión con la red, existen dos clases básicas de fuentes de energías entregadas por el generador al convertidor: la primera es la fuente de corriente continua por ejemplo, sistema fotovoltaico o celda de combustible y la otra es una fuente de corriente alterna de alta frecuencia por ejemplo una turbina de viento, una micro-turbina). En muchos casos, la fuente en sí misma puede incluir otros convertidores electrónicos de potencia (ac/dc, y dc/dc), a fin de crear y/o regular el voltaje dc o la corriente [45-47].

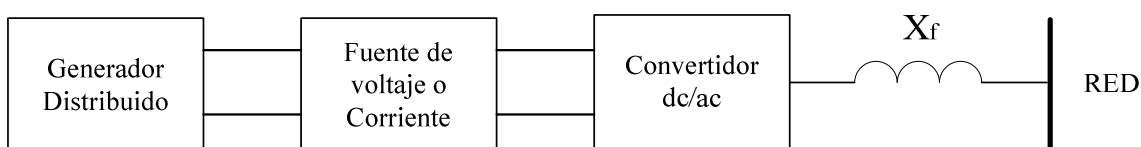


Figura 3.7. Interfaz típica del convertidor a la red [24].

Aunque no es posible derivar un modelo general, el cual pueda representar con suficiente precisión la dinámica de todos los tipos de convertidores electrónicos de potencia, algunos principios generales y ejemplos típicos son presentados en esta sección.

En la Figura 3.8, se ilustra el esquema más comúnmente empleado, utilizando una fuente de voltaje y un convertidor dc/ac. Sin embargo, otros tipos de interfaces basados en convertidores electrónicos de potencia (tales como inversores con fuentes de corriente, o convertidores en cascada son usados en casos muy particulares) son también utilizados en la práctica y requieren de un enfoque de modelación diferente.

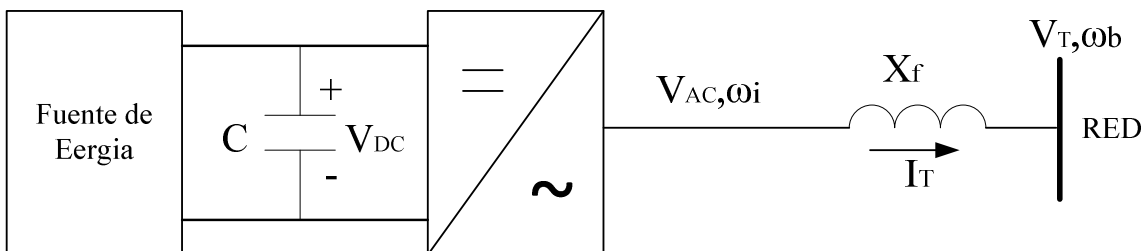


Figura 3.8. Esquema de un convertidor electrónico de potencia [24].

Inicialmente, los principios de control y operación de tales dispositivos, son discutidos, y se presentan los modelos de valor medio (es decir, las frecuencias diferentes a la fundamental, son despreciadas), debido a que ellos son más simples, generales y frecuentemente, son lo suficientemente buenos, como para examinar la interacción entre

la generación distribuida y el fenómeno del sistema eléctrico de potencia, en la banda de frecuencia de 0.1 a 10 Hz.

En la Figura 3.9, se muestran los diagramas simplificados a frecuencia fundamental, para el convertidor dc/ac, basado en una fuente de voltaje [45]

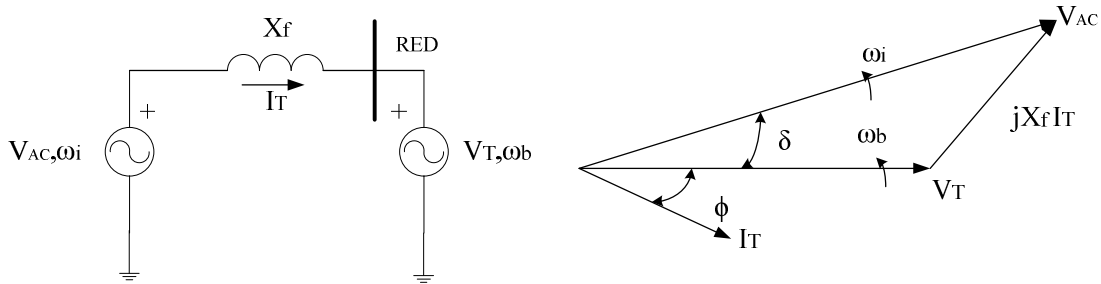


Figura 3.9. Circuito equivalente y diagrama fasorial a la salida del convertidor electrónico de potencia.

La potencia activa  $P_{ac}$ , y reactiva  $Q_{ac}$ , a la salida del convertidor, es dada por las siguientes ecuaciones:

$$P_{ac} = \frac{V_{ac} V_T}{X_f} \text{sen} \delta \quad (3.49)$$

$$Q_{ac} = \frac{V_T^2}{X_f} - \frac{V_{ac} V_T}{X_f} \text{cos} \delta \quad (3.50)$$

La potencia activa,  $P_{ac}$ , es predominantemente dependiente del ángulo de potencia  $\delta$ , entre los fasores de voltaje del inversor y el fador de voltaje del lado de la red, mientras que la potencia reactiva,  $Q_{ac}$ , es determinada por la magnitud de voltaje del inversor  $V_{ac}$ . El control de potencia activa y reactiva, que entrega el convertidor a la red, es efectuado por el convertidor dc/ac. En el caso del inversor, esto se realiza, a partir de una fuente de voltaje y las variables son controladas con la frecuencia  $\omega_i$  y la componente fundamental del voltaje ac, el cual, es sintetizado por el interruptor adecuado de los dispositivos electrónicos de conmutación.

El relativo desacople de la regulación de la potencia activa y reactiva, permite la implementación del principio de control, esquemáticamente ilustrado en la figura 3.10. Los lazos de regulación de la potencia activa y reactiva son independientes, pero no completamente desacoplados.

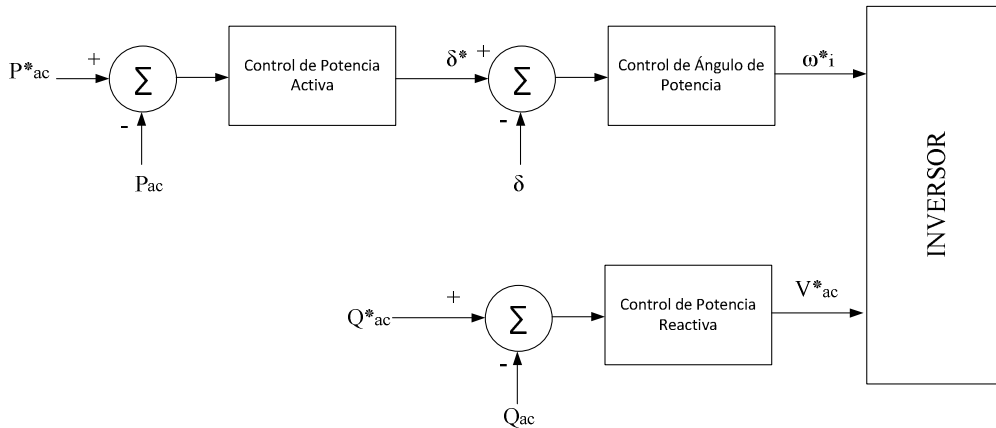


Figura 3.10. Principio de control de la potencia activa y reactiva, para el inversor a partir de una fuente de voltaje [24].

Donde  $P^*_{ac}$  y  $Q^*_{ac}$ , son los ajustes de la potencia activa y reactiva,  $P_{ac}$  y  $Q_{ac}$  son las potencia activa y reactiva real, mientras que el ángulo  $\delta$ , es calculado desde las mediciones de los voltajes de fase y las corrientes. La determinación de las referencias de potencia activa y reactiva  $P^*_{ac}$  y  $Q^*_{ac}$ , dependen de la aplicación específica y de la instalación considerada. Una práctica usual, es utilizar la entrada  $Q^*_{ac}$ , a fin de mantener un factor de potencia constante a la salida (frecuentemente la unidad,  $Q^*_{ac} = 0$ ).

Alternativamente, el ajuste de potencia reactiva puede ser variado a fin de regular o simplemente mantener el voltaje de barra en un valor muy cercano o igual a la salida del convertidor, esto, siempre que la capacidad nominal del convertidor lo permita. Lo dicho anteriormente, es ilustrado en el diagrama de bloque de la Figura 3.11, donde  $V^*_{ac}$  es el nivel de voltaje deseado en la barra. Si la fuente de corriente continua, no es fuerte o robusta, la entrada del ajuste de potencia activa  $P^*_{ac}$  puede ser usado para regular el voltaje de la barra dc, mientras que  $V^*_{dc}$  es el ajuste del voltaje dc.

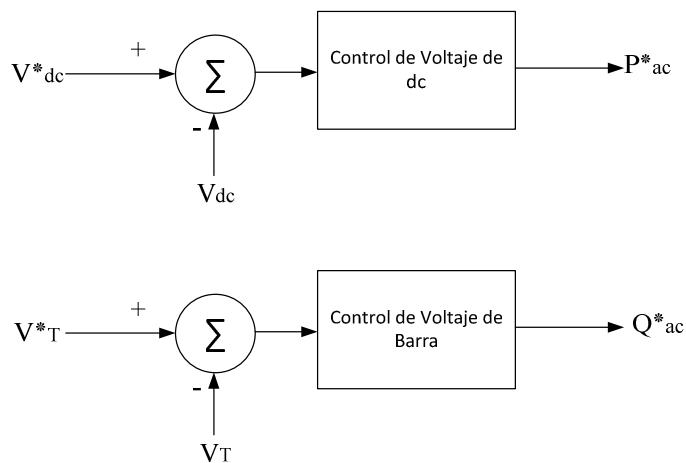


Figura 3.11. Principio de control de la regulación de voltaje dc y voltaje del sistema de potencia, usando  $P^*_{ac}$  y  $Q^*_{ac}$  respectivamente [24].

# 4 APLICACIÓN DE ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

## 4.1 Introducción

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos de llevar a cabo los estudios de estabilidad transitoria a diversos sistemas de prueba, cada uno de los sistemas con características particulares, y para los cuales se analizara el impacto de la generación distribuida a la estabilidad transitoria.

En cada uno de los sistemas de prueba se emplearan fuentes de generación distribuida de distintas características:

En el primer sistema de prueba se emplea únicamente fuentes de GD que emplean generadores síncronos, empleando para el análisis de estabilidad el modelo clásico sin controles. El estudio de estabilidad fue realizado en distintos programas y paqueterías:

- ❖ El programa ESTABILIDAD.FOR, que es un programa de tipo estudiantil utilizado en los cursos de Estabilidad en la sección de posgrado de eléctrica y que está elaborado en el lenguaje de programación FORTRAN 90 y emplea el modelo clásico de la máquina síncrona para sistemas multimaquinas.
- ❖ El programa PST (Power System Toolbox, Version 3.0), el cual es un programa desarrollado en MATLAB y en el cual se pueden realizar diversos estudios (análisis de flujos de potencia, análisis de estabilidad angular y de voltaje, pequeña señal).
- ❖ El programa PSS/E, esta paquetería es ampliamente utilizada en la industria eléctrica y con la cual se pueden realizar diversos estudios como lo son: análisis de flujos de potencia, estudios de estabilidad angular y de voltaje, pequeña señal, estudios de despacho de energía.

En el segundo sistema de prueba nuevamente se emplean fuentes de GD que utilizan generadores de tipo síncrono, pero en este caso se empleó el modelo de la máquina síncrona con controles y el estudio de estabilidad se realizó únicamente en la paquete PSS/E.

En el Tercer sistema de prueba se emplean fuentes de GD que emplean generadores de tipo síncrono, asíncrono y fotovoltaico y el estudio de estabilidad se realizó únicamente en la paquete PSS/E.

## 4.2 Red de Prueba Anderson Modificado 1

En esta sección se presentan y analizan los resultados obtenidos del estudio de estabilidad transitoria, se empleó el modelo clásico de la máquina síncrona sin controles, tanto para las máquinas del sistema de potencia y distribución. En la figura 4.1 se muestra el diagrama unifilar de la red de prueba 1. El cual está conformado por sistema de 9 nodos y 3 máquinas (WSCC) [7] el cual representa el SEP y la red de prueba de 28 nodos [35]. Esta última representa la red de distribución, la cual fue modificada y reproducida, quedando conformado de la siguiente manera:

- El sistema eléctrico de potencia queda conformado por 9 nodos, 3 generadores, 6 líneas de transmisión, 3 transformadores y 3 nodos de carga.
- El sistema de sistema de distribución está conformada por 94 nodos, 12 generadores, 81 líneas de distribución, 13 transformadores y 81 nodos de carga.

Lo cual resulta en una red con 103 nodos, 15 generadores y maneja una demanda de 315 MW de potencia activa y 115 MVAR de potencia reactiva. Los datos para cada una de las líneas, generadores y transformadores se encuentran descritos en el apéndice A.2. El estudio de estabilidad transitoria realizado a esta red de prueba, con los diferentes programas descritos, se realizó con la intención de verificar los resultados obtenidos, es por ello que en esta sección únicamente se llevaran a cabo una comparación de los resultados obtenidos con cada programa.

Tabla 4.1. Ubicación de los generadores en la red de prueba 1.

ELEMENTO	NODO	LUGAR DE CONEXIÓN	ELEMENTO	NODO	LUGAR DE CONEXIÓN
G1	1	Transmisión	G9	97	Distribución
G2	2	Transmisión	G10	98	Distribución
G3	3	Transmisión	G11	99	Distribución
G4	92	Distribución	G12	100	Distribución
G5	93	Distribución	G13	101	Distribución
G6	94	Distribución	G14	102	Distribución
G7	95	Distribución	G15	103	Distribución
G8	96	Distribución			

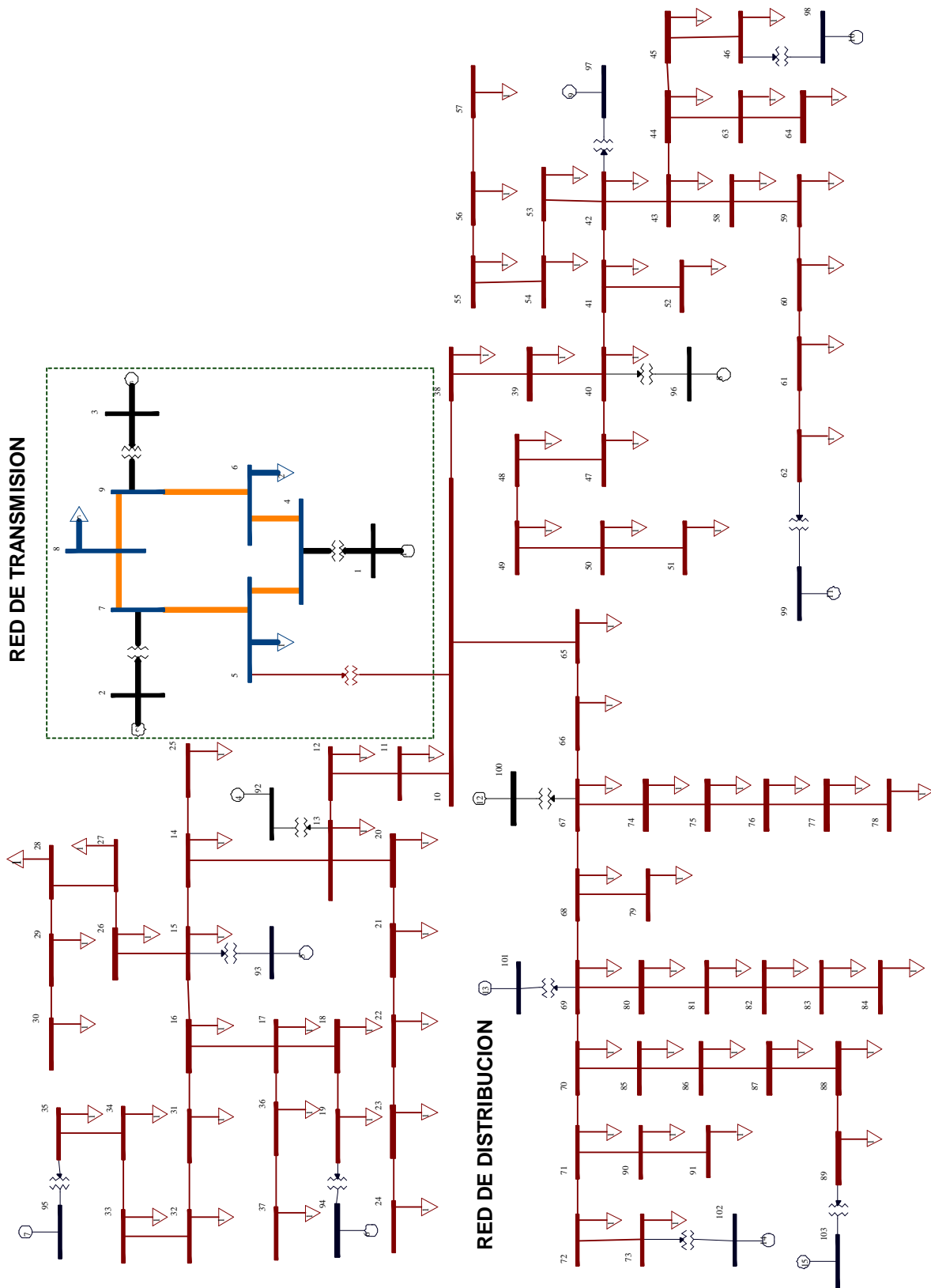


Figura 4.1. Diagrama unifilar de la red de prueba 1.

Como se describió en el capítulo 2, en sistemas que incluyen generación distribuida se emplean dos parámetros, nivel de penetración y nivel de dispersión, los cuales son indicadores que hacen referencia al número de generadores distribuidos y la potencia generada por los mismos en sistema.

En el sistema de prueba 1 se empleo un nivel de dispersión que es considerado bajo y el cual es del 1.5%, con el cual se llevaron a cabo los estudios de estabilidad para cada uno de los casos presentados a continuación:

- Caso 1: nivel de penetración igual a 5%, el cual representa 15.75 MW de la demanda total del sistema.
- Caso 2: nivel de penetración igual a 10%, el cual representa 31.5 MW de la demanda total del sistema.
- Caso 3: nivel de penetración igual a 15%, el cual representa 47.25 MW de la demanda total del sistema.
- Caso 4: nivel de penetración igual a 18%, el cual representa 56.7 MW de la demanda total del sistema.

#### 4.2.1 Obtención de los Tiempos Críticos de Liberación

Para poder tener un parámetro con el cual poder comparar los tiempos críticos obtenidos para los distintos casos descritos en la sección anterior se realizó el estudio de estabilidad transitoria con un nivel de penetración de 0% aplicando una falla trifásica en cada uno de los nodos pertenecientes a la red de potencia.

Tabla 4.2. Tiempo crítico de liberación con nivel de penetración 0%.

Nodo fallado	Nodos entre los que se conecta la línea a liberar	Tiempo crítico de liberación (s)
4	4-5	0.319
4	4-6	0.311
5	5-4	0.407
5	5-7	0.319
6	6-4	0.453
6	6-9	0.391
<b>7</b>	<b>7-5</b>	<b>0.162</b>
<b>7</b>	<b>7-8</b>	<b>0.183</b>
8	8-7	0.276
8	8-9	0.304
9	9-6	0.215
9	9-8	0.236



El tiempo crítico de liberación más representativo se obtuvo al aplicar la falla en el nodo 7 y liberar la línea conectada entre el nodo 5 y 7, para el cual se tiene un tiempo crítico de 0.162 segundos.

Contemplando los resultados mostrando en la tabla 4.2 se determinó realizar los estudios aplicando la misma falla en el nodo 7 para los diferentes niveles de penetración, además determinarlos en el nodo 5 debido a que en este nodo fue interconectada la red de transmisión. En la tabla 4.3 se muestran los resultados de la simulación para cada nivel de penetración. Realizando una comparación de los tiempos críticos obtenidos, como se muestra en la tabla, podemos observar que cuando existe una penetración del 5% los tiempos críticos decaen considerablemente con respecto a una penetración del 0% y aunque no existe una tendencia marcada a medida que se incrementa el nivel de penetración el tiempo crítico de liberación también aumenta.

Tabla 4.3. Tiempo crítico de liberación con distintos niveles de penetración.

Nodo fallado	Nodos entre los que se conecta la línea a liberar	Tiempo crítico de liberación (s)				
		0%	5%	10%	15%	18%
5	5-4	0.407	0.111	0.169	0.328	0.315
5	5-7	0.319	0.18	0.176	0.269	0.255
7	7-5	0.162	0.151	0.15	0.149	0.147
7	7-8	0.183	0.164	0.174	0.173	0.172
10	-	-	0.083	0.115	0.18	0.265

En la figura 4.2 se muestra una comparación de los ángulos relativos de los generadores 2 y 3 para cada uno de los niveles de penetración, las curvas fueron obtenidas al aplicar una falla en el nodo 7, con un tiempo de falla de 0.161 segundos, al ser liberada la falla se modifica el sistema sacando la línea conectada entre los nodos 5 y 7, con lo cual se corrobora los resultados obtenidos en la tabla 4.3, ya que para el tiempo de falla con un nivel de penetración igual a cero el sistema es estable, caso contrario a los niveles de penetración restantes, que para el mismo tiempo de liberación el sistema es inestable.

Los ángulos mostrados en la figura 4.2, fueron referidos al generador de mayor inercia en el sistema, que en este caso es el generador 1.

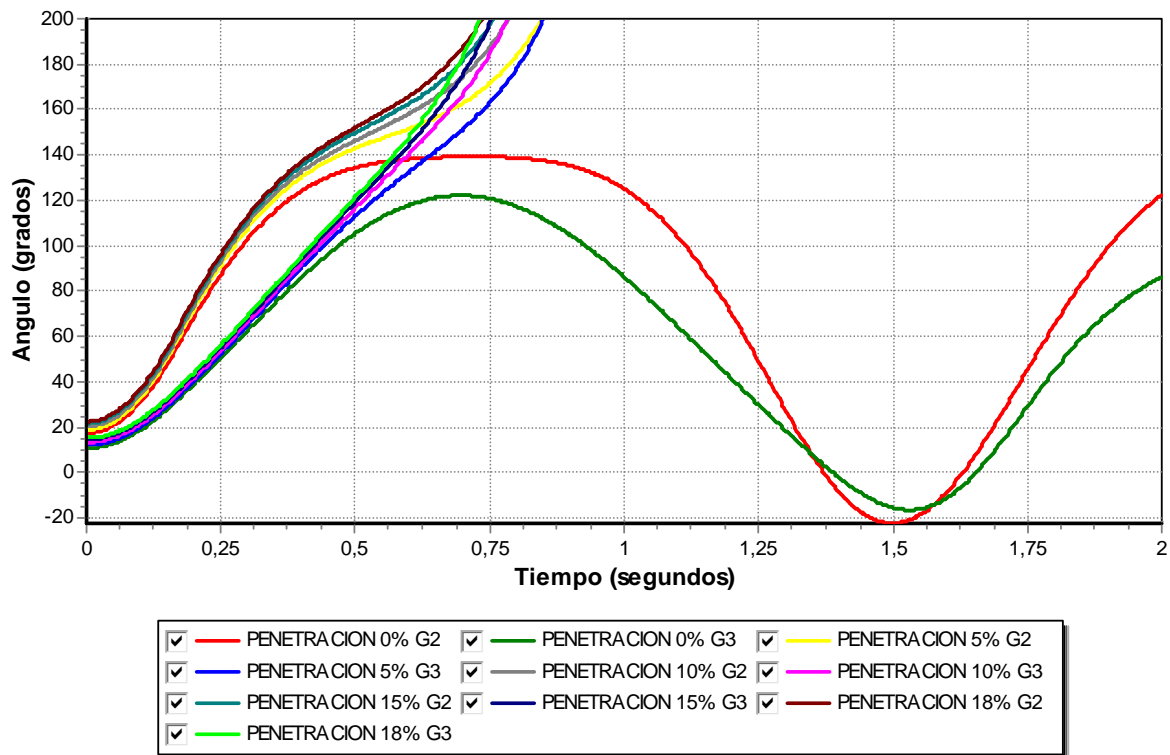


Figura 4.2. Ángulos relativos a distintos niveles de penetración.

#### 4.2.2 Comparación de los distintos programas empleados

Como se mencionó en la introducción de este capítulo, existen diversas paqueterías y software's en el mercado, algunos de ellos de uso libre como lo es el PST, que es un paquete para llevar a cabo estudios a los sistemas eléctricos de potencia entre los que destaca estudios de estabilidad. Otro paquetería empleada es el PSS/E el cual es un software empleado en el sector eléctrico en México, con el objeto de validar los resultados obtenidos con la topología de la red que se seleccionó se realizó una comparación de los resultados obtenidos con estos dos software's ya mencionados y agregando un tercer programa el cual fue elaborado en fortran 90.

En esta tesis se empleó una red en la cual se representan el sistema eléctrico de transmisión y el de distribución. A continuación se presentan simulaciones que fueron realizadas a la red de prueba 1 en cada uno de los sectores (transmisión y distribución).

En la figura 4.3 son presentados los ángulos relativos de los generadores 2, 3 pertenecientes al SEP y el generador 4 que se encuentra conectado al sistema de distribución. Dichas curvas fueron obtenidas al aplicar una falla en el nodo 7, con un tiempo de falla de 0.083 segundos, al tiempo de liberar la falla de igual forma es liberada la línea que se encuentra entre los nodos 5 y 7, el tiempo de estudio es de 2 segundos. En las curvas se puede observar que a pesar de que existe una variación en los resultados con cada uno de los programas empleados para el estudio no es considerable,

aunado a esto las curvas en cada uno de los casos siguen la misma tendencia. En la figura 4.4 se muestran los voltajes en terminales de los generadores 1 al 4, y en los cuales existen mínimas diferencias con los distintos programas.

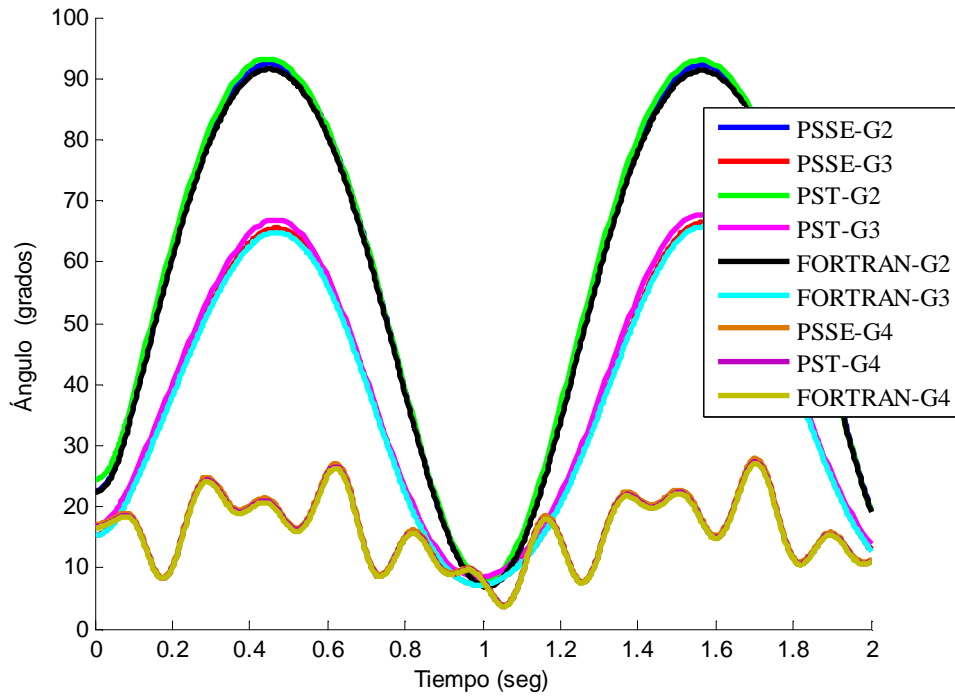


Figura 4.3. Ángulos relativos, falla en el nodo 7.

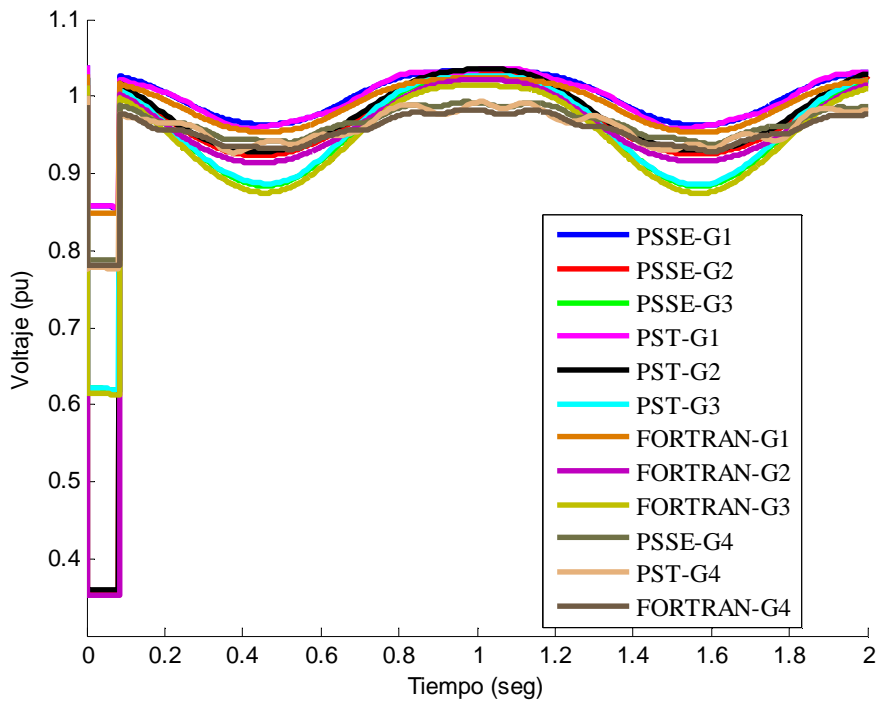


Figura 4.4. Voltaje en terminales de los generadores, falla en el nodo 7.

En la figura 4.5 se muestran la potencia activa que es entregada por las máquinas 1 a la 4, en esta ocasión si se observa una discrepancia en la curva del generador 1 obtenida con el PST, aunque mantiene la misma tendencia que las curvas obtenidas con los otros programas.

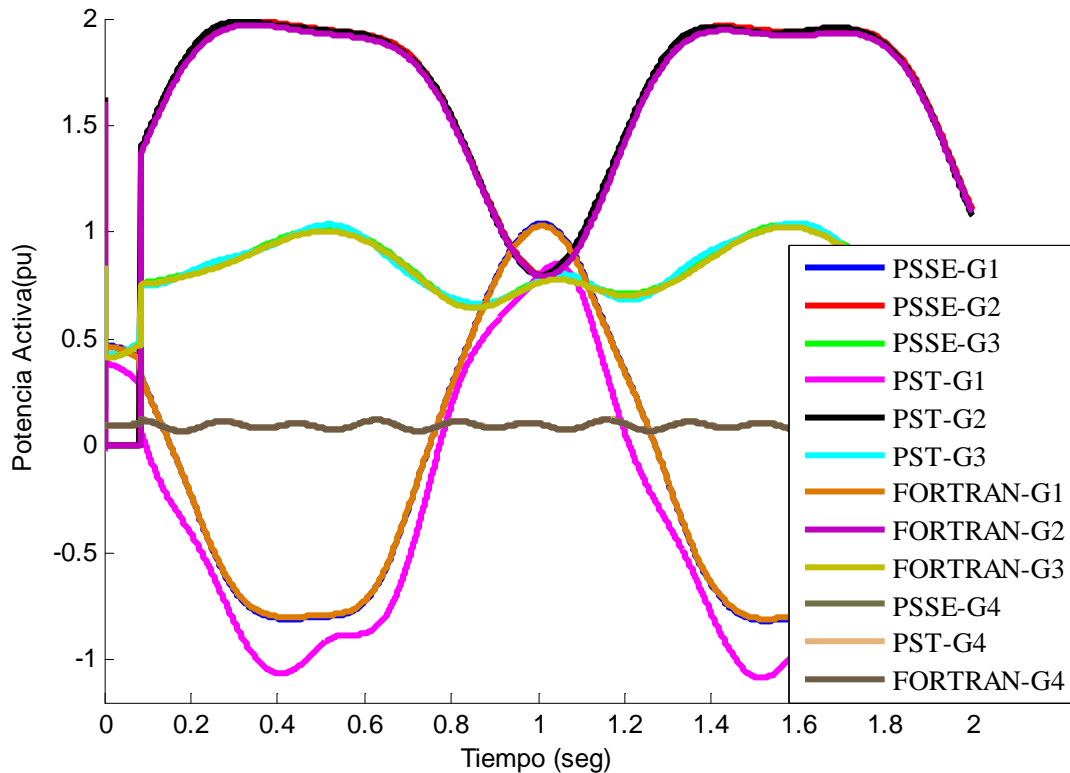


Figura 4.5. Potencia activa, falla en el nodo 7.

Para la falla en distribución se decidió realizarla en el nodo más próximo a la red de potencia que en este caso es el nodo 10 y en el cual se aplica una falla de trifásica la cual tiene una duración de 0.083 segundos, en esta ocasión no se modifica la red después del disturbio, el tiempo de estudio es de 2 segundos. Como resultado de este estudio se obtuvieron las curvas mostradas en la figura 4.6 las cuales representan los ángulos relativos de los generadores 2, 3 y 4, en este caso al igual que en la falla en el nodo de potencia las soluciones arrojadas por los diferentes programas son prácticamente las mismas.

En la figura 4.7 y 4.8, se muestran las curvas que representan las tensiones en las terminales de los generadores y la potencia activa respectivamente, en este caso existe una variación muy mínima. Cabe mencionar que los estudios fueron realizados con un nivel de penetración de 18 %, en ambos casos y empleando el generador 1 como referencia para obtener los ángulos relativos.

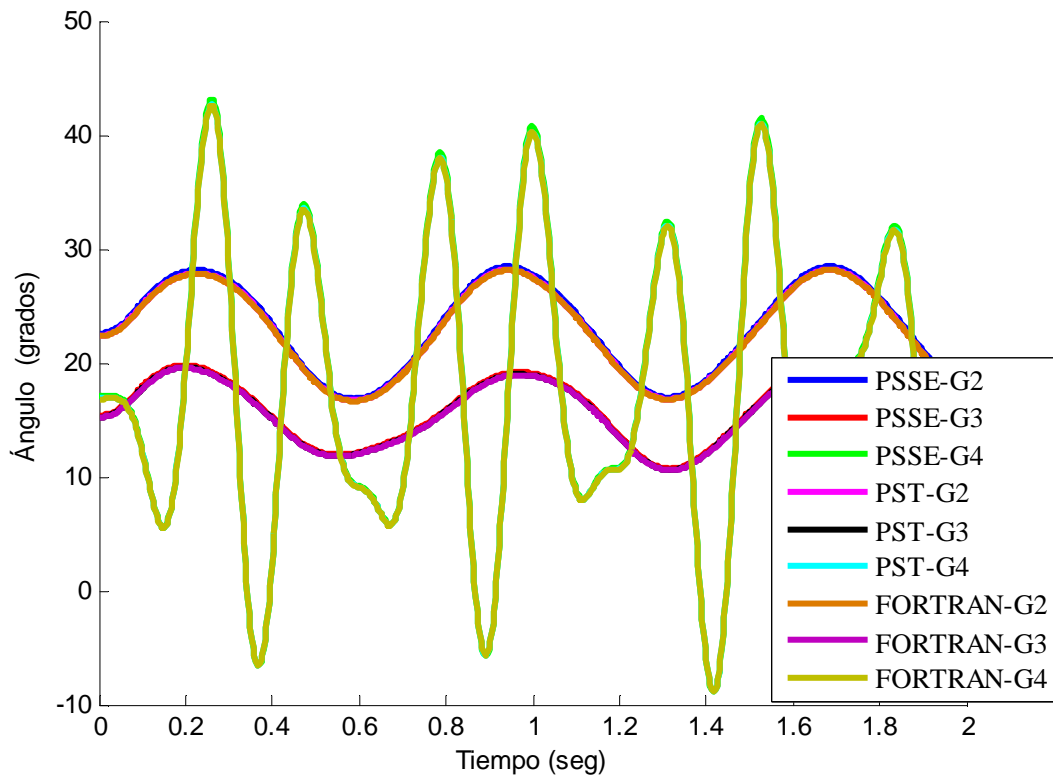


Figura 4.6. Ángulos relativos, falla en el nodo 10.

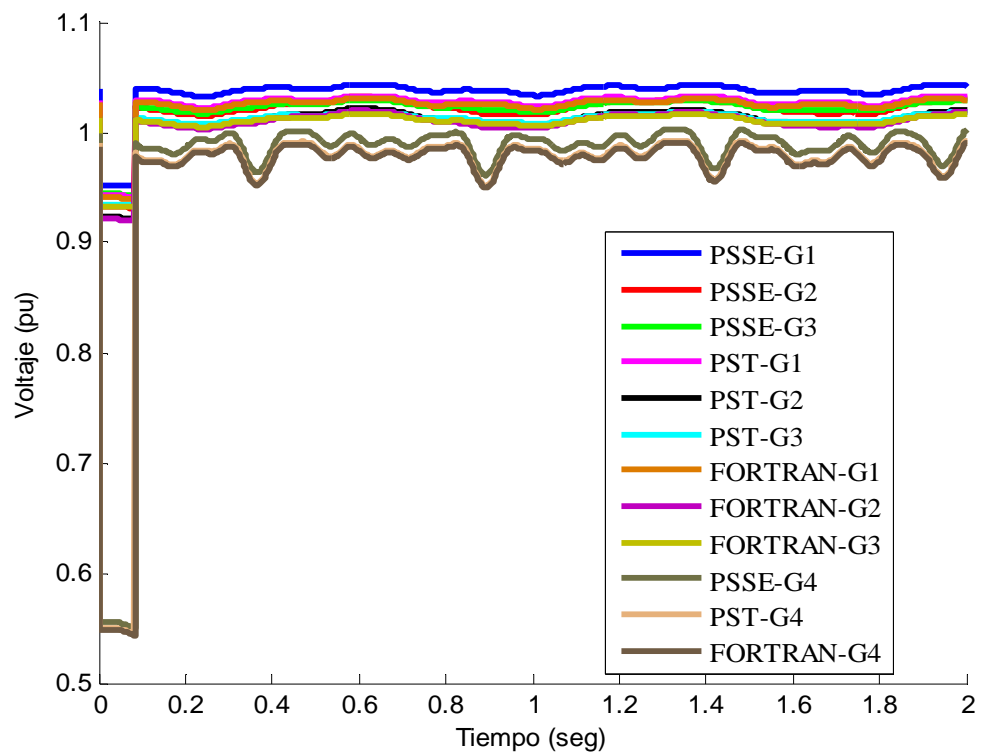


Figura 4.7. Voltaje en terminales de los generadores, falla en el nodo 10.

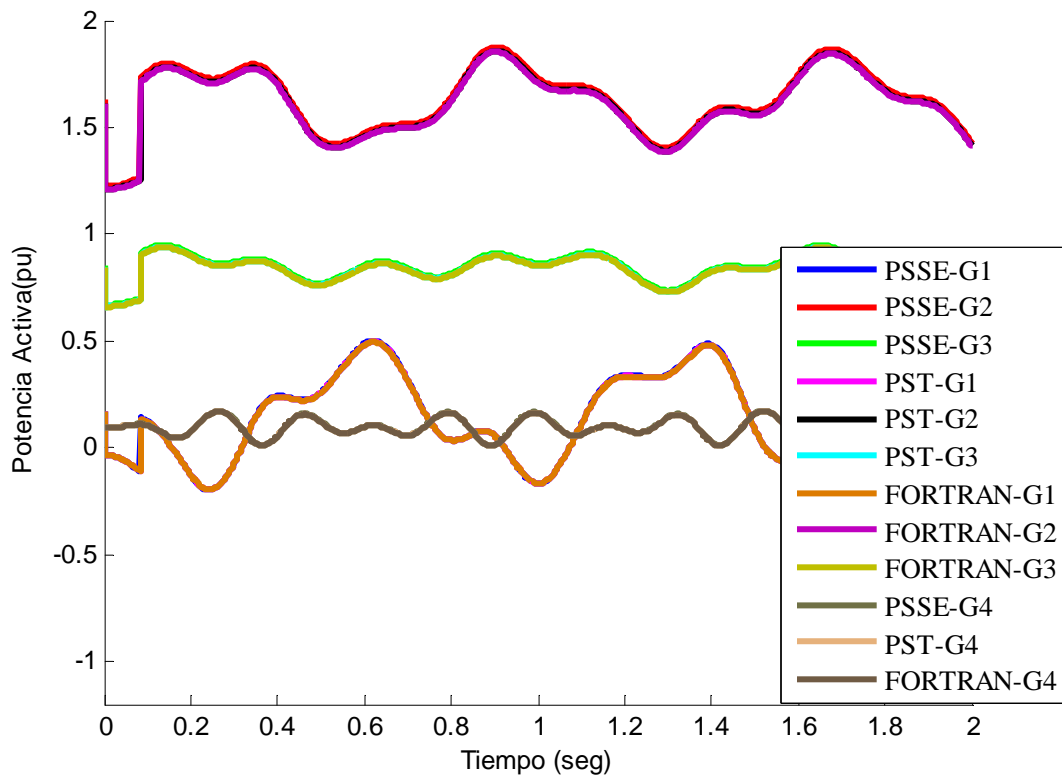


Figura 4.8. Potencia activa, falla en el nodo 10.

En los resultados presentados en esta sección los cuales fueron obtenidos en distintos niveles de penetración, arrojaron que si existe un efecto en la estabilidad transitoria al incluir GD, ya que los tiempos críticos presentan un decrecimiento, es decir la falla debe ser liberada en un tiempo menor y a medida que el nivel de penetración se incrementa la tendencia de en la mayoría de los nodos fue a incrementarse el tiempo de liberación sin llegar al obtenido con un nivel de penetración del 0%.

Aunado a lo anterior, los resultados obtenidos con los diversos programas nos permiten afirmar que son satisfactorios, ya que no hay una discrepancia considerable, es por ello que en las secciones posteriores se llevaran a cabo las simulaciones únicamente empleando el programa PSS/E.

### 4.3 Red de Prueba Anderson Modificado 2

La red empleada en esta sección se encuentra conformada nuevamente por el sistema de 9 nodos y 3 máquinas (WSCC) [7] el cual representa el SEP, mientras que la red de distribución está representada por el sistema Kumamoto de 15 nodos [48], a continuación se describe el sistema en su forma completa:

- El sistema eléctrico de potencia queda conformado por 9 nodos, 3 nodos de carga, 3 generadores, 6 líneas de transmisión y 3 transformadores.
- El sistema de sistema de distribución está conformada por 180 nodos, 126 nodos de carga, 45 generadores, 126 líneas de distribución y 54 transformadores.

Lo cual resulta en una red con 189 nodos, 48 generadores y maneja una demanda de 485.127 MW de potencia activa y 127.042 MVAR de potencia reactiva. Los datos para cada una de las líneas, generadores y transformadores se encuentran descritos en el apéndice A.3.

Los resultados presentados en esta sección fueron llevados a cabo en PSS/E, y se empleó el modelo con controles de la máquina síncrona. Los datos correspondientes a los controles empleados para los generadores se encuentran en el apéndice A.3. En la figura 4.9 se muestra el diagrama unifilar de la red de prueba 2.

Tabla 4.4. Ubicación de los generadores en la red de prueba 2.

ELEMENTO	NODO	ELEMENTO	NODO	ELEMENTO	NODO
G1	1	G17	158	G33	174
G2	2	G18	159	G34	175
G3	3	G19	160	G35	176
G4	145	G20	161	G36	177
G5	146	G21	162	G37	178
G6	147	G22	163	G38	179
G7	148	G23	164	G39	180
G8	149	G24	165	G40	181
G9	150	G25	166	G41	182
G10	151	G26	167	G42	183
G11	152	G27	168	G43	184
G12	153	G28	169	G44	185
G13	154	G29	170	G45	186
G14	155	G30	171	G46	187
G15	156	G31	172	G47	188
G16	157	G32	173	G48	189

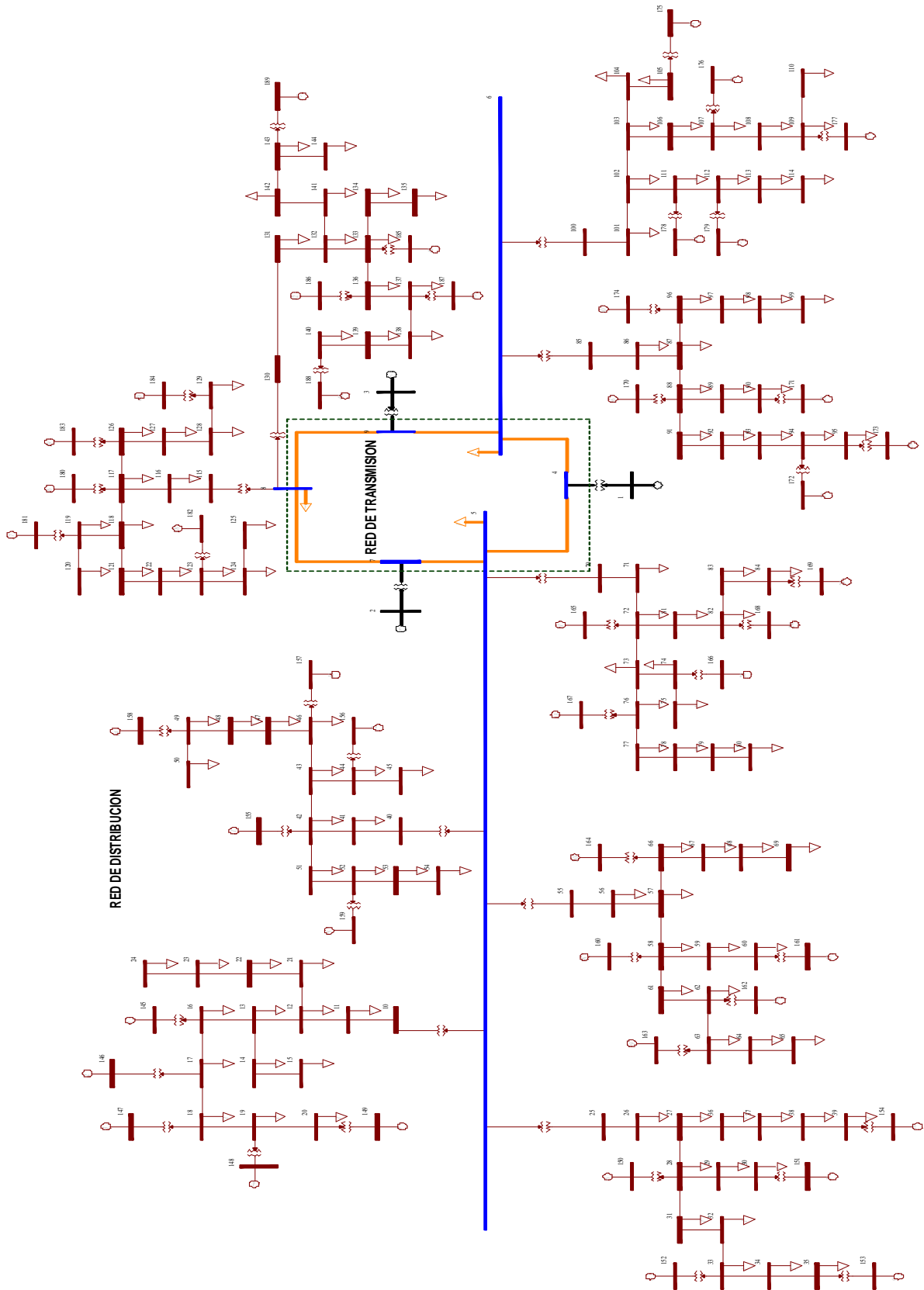


Figura 4.9. Diagrama unifilar de la red de prueba 2.



La red de prueba 2 se empleó para realizar diversas contingencias en cada una de ellas se analiza la estabilidad transitoria, en esta red se tiene un nivel de dispersión del 35.71%, para cada caso descrito a continuación:

- Caso 1: nivel de penetración igual a 6.54%, el cual representa 31.77 MW de la demanda total del sistema.
- Caso 2: nivel de penetración igual a 13.90%, el cual representa 67.455 MW de la demanda total del sistema.
- Caso 3: nivel de penetración igual a 23.29%, el cual representa 112.995 MW de la demanda total del sistema.
- Caso 4: nivel de penetración igual a 28.22%, el cual representa 136.935 MW de la demanda total del sistema.
- Caso 5: nivel de penetración igual a 34.64%, el cual representa 168.075 MW de la demanda total del sistema.

#### 4.3.1 Comportamiento del Perfil de Voltaje en los Nodos a Diferentes Niveles de Penetración

El bajo perfil de voltaje en los nodos de distribución, es un criterio para establecer GD en estos nodos, en la figura 4.10 son mostrados el perfil de voltaje a distintos niveles de penetración mencionados anteriormente. En la figura se puede observar que en los nodos mayormente de distribución, a medida que se incrementa el nivel de penetración, igualmente hay un incremento en el perfil de voltaje, de tal manera que a un nivel de penetración de 34.54% los perfiles de voltaje en los nodos de distribución rondan entre 1 y 0.98 p.u..

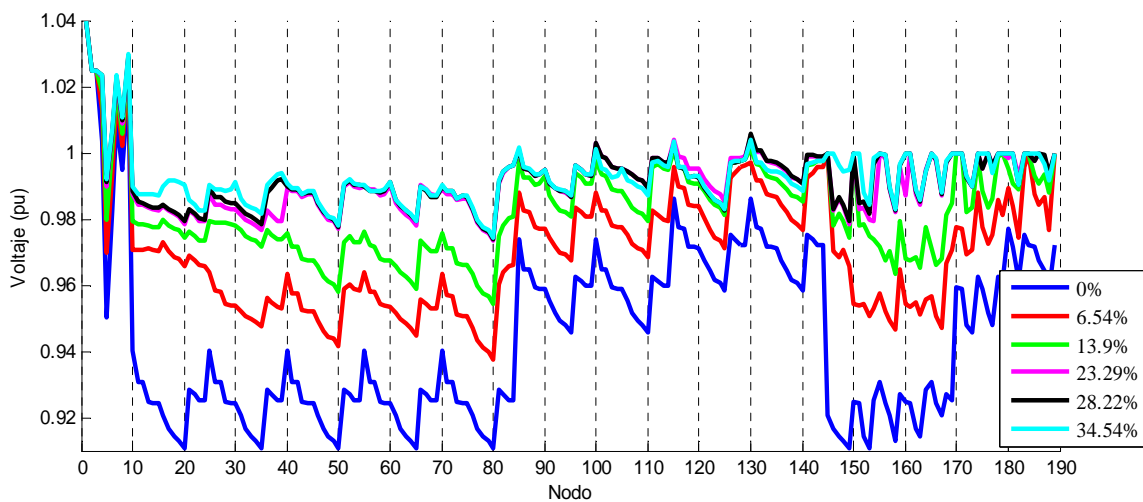


Figura 4.10. Perfil de voltaje de los nodos con penetración variante.

### 4.3.2 Falla Trifásica en los Nodos del SEP

En esta sección son presentados los tiempos críticos de liberación para cada uno de los nodos de la red de transmisión (tabla 4.5), para la obtención de los tiempos críticos se aplico una falla trifásica y una vez finalizada la falla es modificada la red liberando una línea.

Tabla 4.5. Tiempo crítico de liberación con niveles de penetración distintos y aplicando falla trifásica en el SEP.

FALLA		TIEMPO CRÍTICO DE LIBERACIÓN (s)					
NODO	LINEA A LIBERAR	0%	6.54%	13.90%	23.29%	28.22%	34.64%
4	4-5	0.475	0.121	0.121	0.12	0.118	0.115
4	4-6	0.641	0.136	0.112	0.116	0.116	0.118
5	5-4	0.858	0.082	0.083	0.078	0.079	0.079
5	5-7	0.81	0.087	0.086	0.078	0.076	0.076
6	6-4	0.53	0.096	0.075	0.077	0.077	0.078
6	6-9	0.513	0.099	0.078	0.078	0.077	0.076
7	7-5	0.241	0.264	0.25	0.144	0.13	0.129
7	7-8	0.228	0.249	0.25	0.127	0.112	0.113
8	8-7	0.475	0.1	0.103	0.075	0.075	0.074
8	8-9	0.51	0.1	0.105	0.078	0.078	0.077
9	9-6	0.287	0.281	0.271	0.265	0.188	0.186
9	9-8	0.263	0.254	0.248	0.24	0.17	0.169

Como se muestra en la tabla 4.5 los tiempos críticos de liberación tienen una tendencia a ir decreciendo a medida que el nivel de penetración aumenta, para tener una visión más clara de esto, en la figura 4.11 se muestran los ángulos relativos de los generadores 2 y 3, con diferentes niveles de penetración, para la obtención de estas curvas se simuló una falla en el nodo 7 a los 0.5 segundos de iniciado el estudio, con un tiempo de falla de 0.24 segundos, al termino del tiempo de falla es liberada la línea entre los nodos 5 y 7, el tiempo de estudio fue de 5 segundos.

En la figura mencionada se puede observar claramente el comportamiento de los tiempos críticos de liberación, ya que de acuerdo a la tabla 4.5 para el mismo tiempo de falla, para los niveles de penetración de 0%, 6.54% y 13.9% el sistema se debe ser estable, mientras que en los niveles de penetración de 23.29%, 28.22%, 34.64% se comporta de manera inestable, lo cual es corroborado en forma gráfica en la figura.

En la figura 4.12 se observa el comportamiento de la potencia activa del generador 2, con cada nivel de penetración, dichas curvas son complemento del la simulación descrita anteriormente, por lo que el comportamiento es similar al de los ángulos relativos, es decir en los tres primeros niveles de penetración (0%, 6.54% y 13.9%) la potencia activa se

comporta de forma estable, cosa contraria a los casos restantes en los cuales las curvas describen demasiadas oscilaciones.

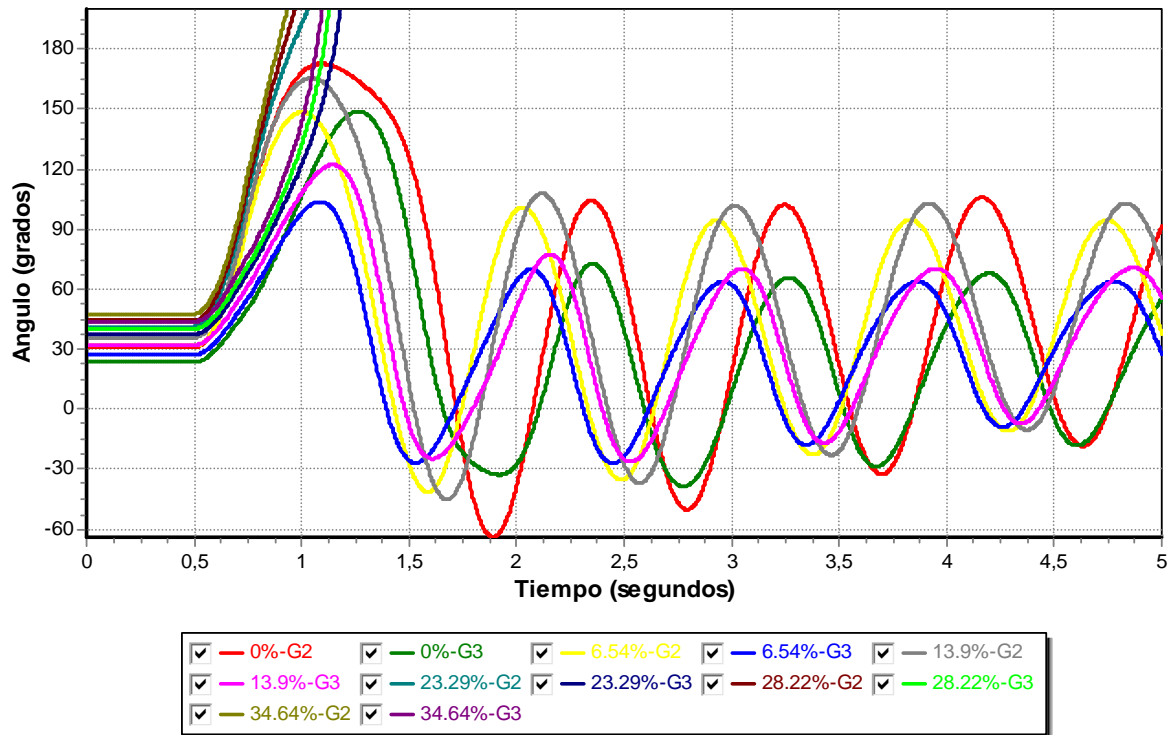


Figura 4.11. Ángulos relativos de los generadores G2 y G3 con cada nivel de penetración.

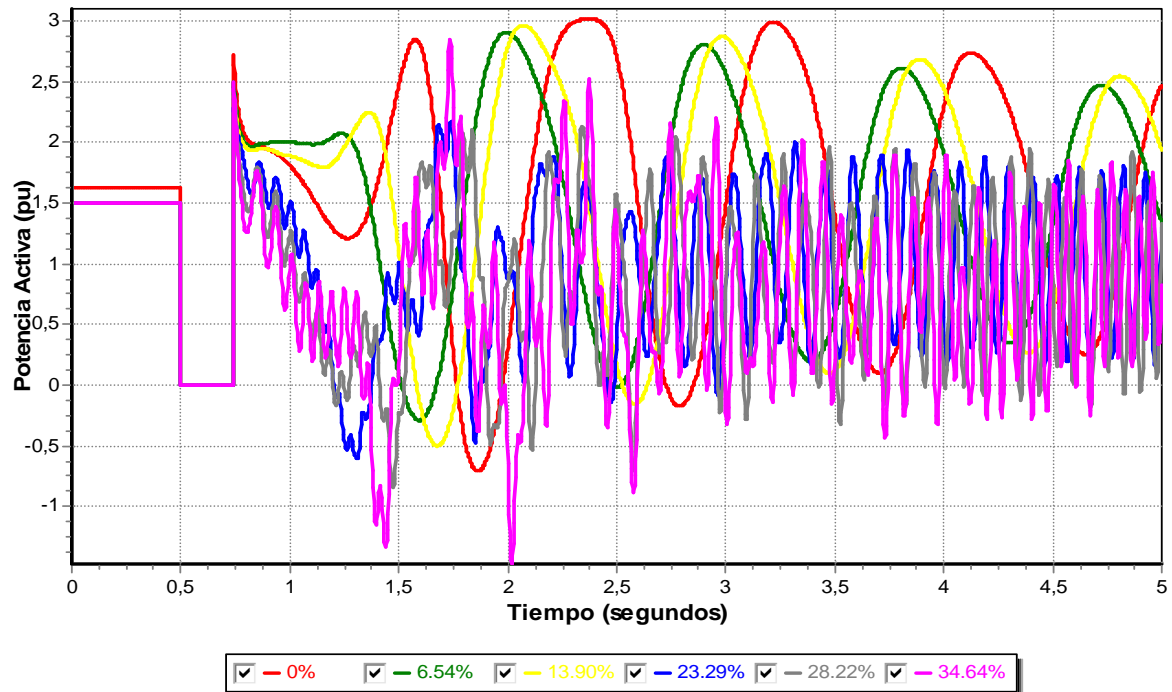


Figura 4.12. Potencia activa del generador 2 con cada nivel de penetración.

### 4.3.2.1 Modelos de Carga

En los estudios de estabilidad son empleados distintos modelos de carga:

- ❖ Potencia constante.
- ❖ Corriente constante.
- ❖ Admitancia constante.

El modelo empleado comúnmente es el de admitancia constante, pero la carga puede ser modelada con una combinación de las mismas, es decir; puede emplearse potencia constante y corriente constante, corriente constante y admitancia constante, o incluso una combinación de las mismas.

Los tiempos críticos mostrados en la tabla 4.5, fueron obtenidos empleando únicamente admitancia constante, en la tabla 4.6 se realiza una comparación de los tiempos críticos obtenidos con los diversos modelos de carga. La simulación fue realizada aplicando una falla trifásica y es liberada una línea como se muestra en la tabla. Cabe mencionar que únicamente se simuló con un nivel de penetración de 34.64%.

Tabla 4.6. Tiempo crítico de liberación con diferentes modelos de carga.

FALLA		TIEMPO CRITICO DE LIBERACIÓN (s)			
NODO	LINEA A LIBERAR	ADMITANCIA CONSTANTE	CORRIENTE CONSTANTE	POTENCIA CONSTANTE	70 CORR 30 ADMI
4	4-5	0.115	0.141	0.134	0.134
4	4-6	0.118	0.135	0.125	0.131
5	5-4	0.079	0.081	---	0.081
5	5-7	0.076	0.081	---	0.08
6	6-4	0.078	0.082	---	0.081
6	6-9	0.076	0.084	---	0.082
7	7-5	0.129	0.148	---	0.144
7	7-8	0.113	0.126	---	0.123
8	8-7	0.074	0.078	---	0.077
8	8-9	0.077	0.083	0.081	0.081
9	9-6	0.186	0.211	---	0.209
9	9-8	0.169	0.198	---	0.192

El modelo con el cual se obtiene un mejor resultado es con corriente constante ya que el tiempo crítico de liberación es mayor comparado con el modelo de admitancia constante, respecto al modelo de potencia constante en la mayor parte de los casos el sistema no convergía esto debido a problemas de estabilidad de voltaje. También se agregó un cuarto caso el cual modela 70 por ciento de corriente constante y 30 por ciento con

admitancia constante, para dicho caso se obtuvieron tiempos críticos muy similares a los obtenidos con corriente constante, este último caso es empleado por analistas en México.

En la figura 4.13 se puede observar una comparación de los ángulos relativos de los generadores 2, 3, y 4, para los modelos de carga: admitancia constante, corriente constante y 70-30 (corriente constante y admitancia constante respectivamente). El caso de potencia constante fue desechado debido a su alta no convergencia.

Las curvas mostradas en la figura 4.13 fueron obtenidas realizando uno de los disturbios mostrados en la tabla 4.6, en específico una falla trifásica en el nodo 7 y liberando la línea entre los buses 7 y 5, el estudio tiene una duración de 5 segundos, la falla es aplicada a los 0.5 segundos de iniciado el estudio y tiene un tiempo duración de 0.083 segundos. Como se observa gráficamente en la figura, en los tres modelos de carga los generadores se comportan de manera estable y con el modelo de admitancia constante se obtiene la mayor apertura en los ángulos, y la menor apertura con el modelo de corriente constante.

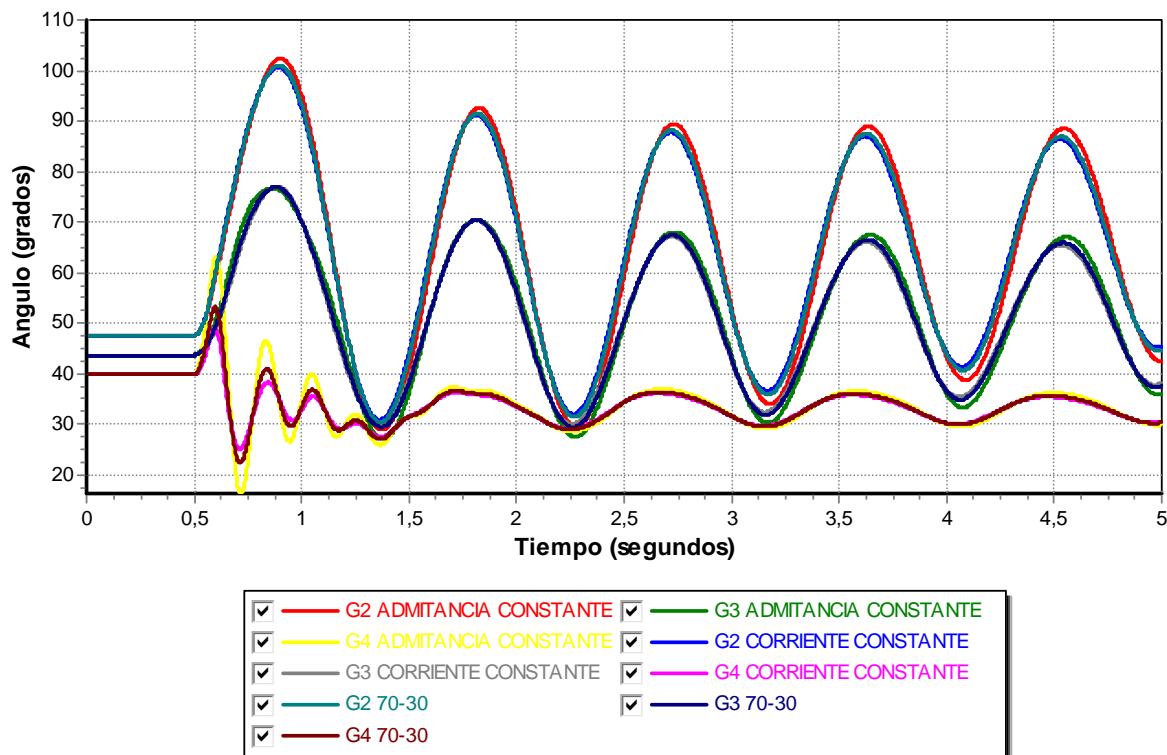


Figura 4.13. Ángulos relativos de los generadores 2, 3, 4, con diferentes modelos de carga.

En la figura 4.14 se muestran los voltajes en las terminales de los generadores 1, 2, 3 y 4, los cuales son complemento del estudio antes mencionado, los voltajes tienen una recuperación aceptable al liberarse la falla ya que estos se encuentran dentro de un rango aceptable. Para el caso de los voltajes realmente no se aprecia del todo el efecto del modelo de carga, caso contrario a la potencia activa de los generadores, los cuales son presentados en la figura 4.15.

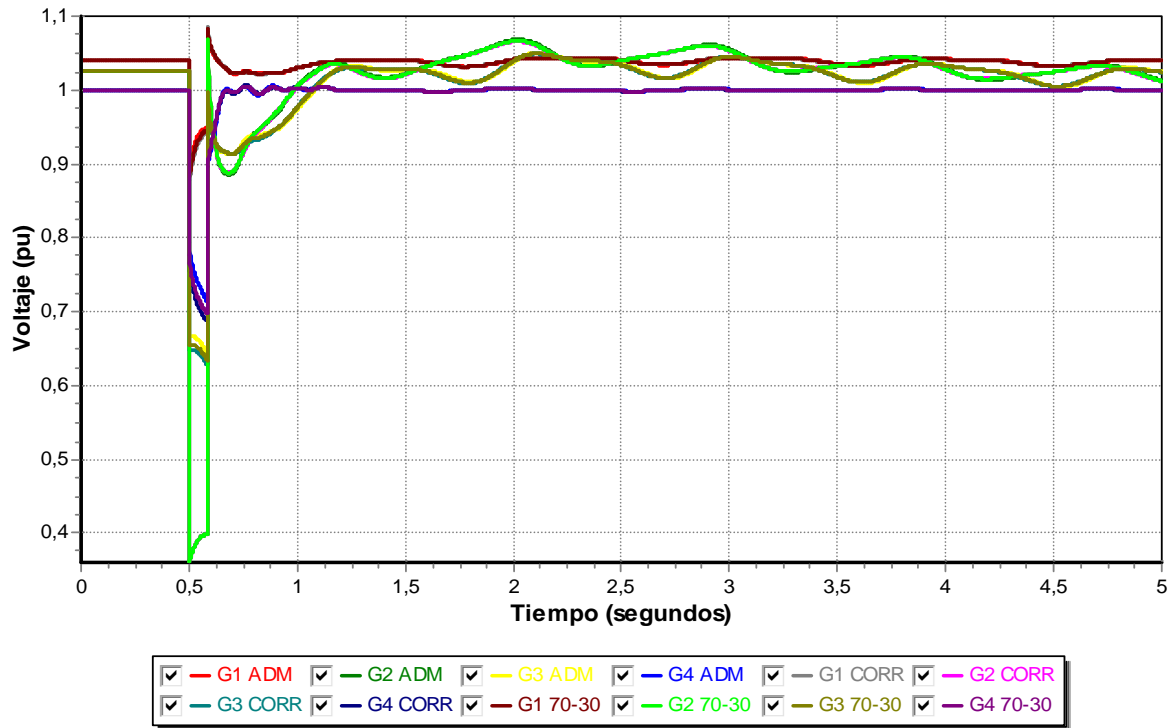


Figura 4.14. Voltaje en terminales de los generadores 2, 3, 4, con diferentes modelos de carga.

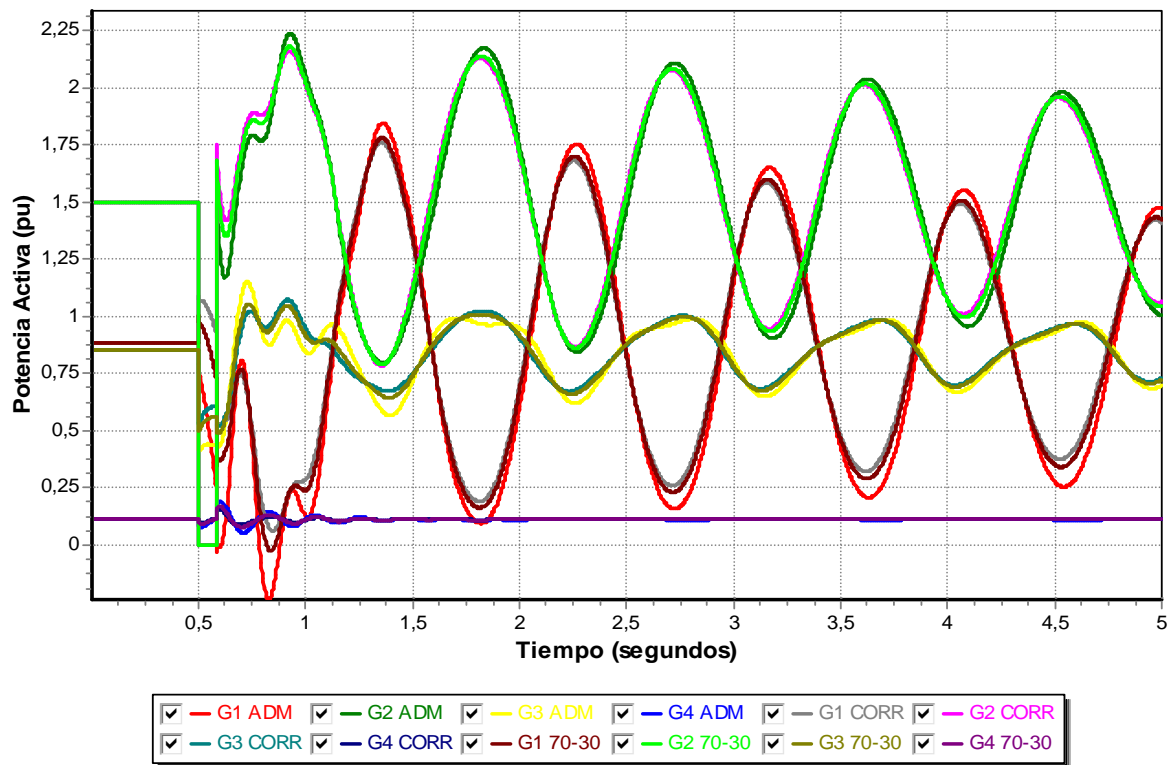


Figura 4.15. Potencia activa de los generadores 2, 3, 4, con diferentes modelos de carga.

Para concluir esta sección en la figura 4.16, son mostrados los ángulos relativos de todos los generadores presentes en el sistema, esto con la intención de mostrar la interacción de todos con el sistema, la simulación fue la misma realizada para los distintos modelos de carga, pero únicamente se empleo el modelo de admitancia constante. De igual forma se muestran en la figura 4.17 las tensiones en las terminales de cada generador.

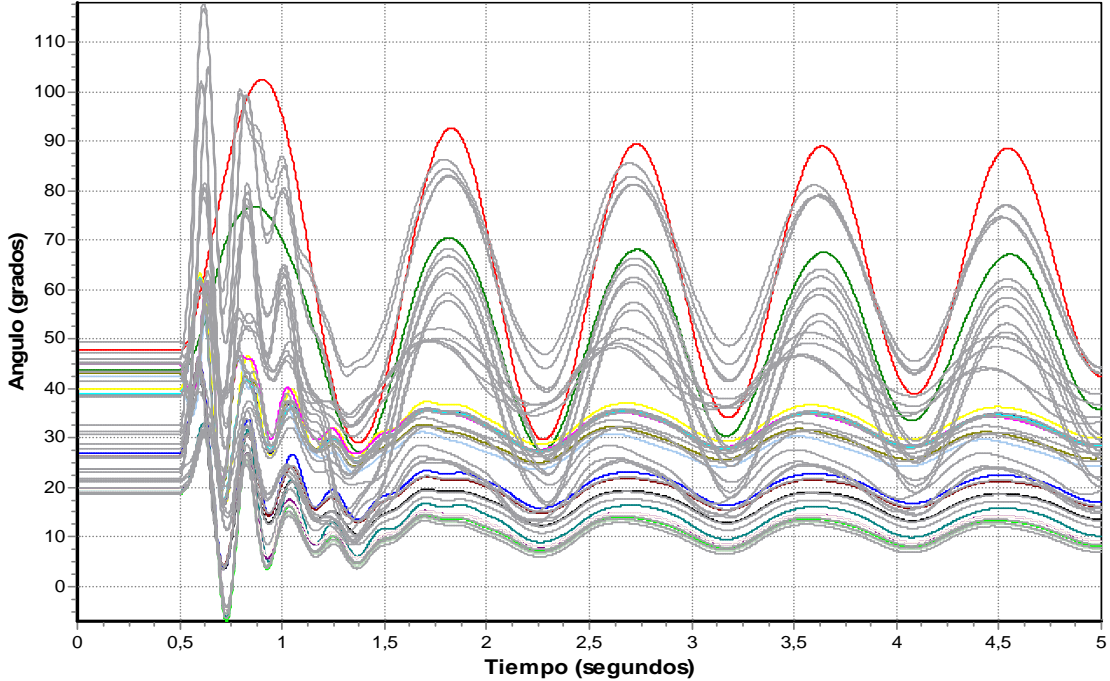


Figura 4.16. Ángulos relativos de todas las máquinas del sistema.

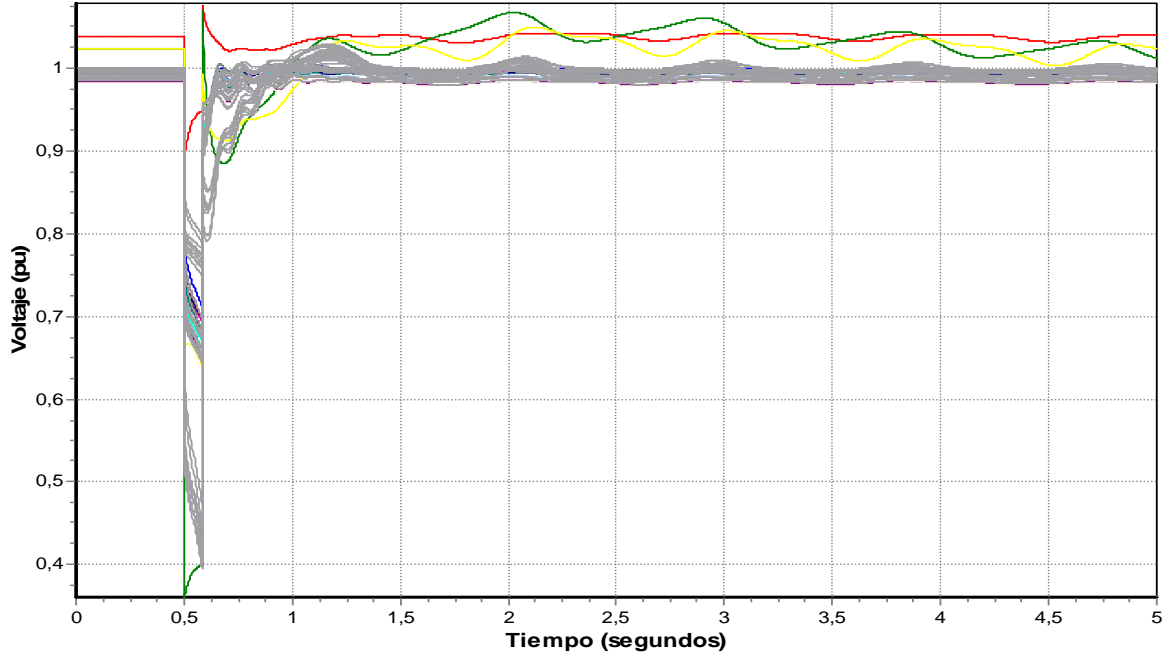


Figura 4.17. Voltaje en las terminales de todas las máquinas del sistema.

### 4.3.3 Falla trifásica en Distribución

En la tabla 4.7 se muestran los tiempos críticos de liberación para cada nivel de penetración, para la obtención de los mismos se aplicó una falla trifásica en el nodo 10, sin liberar línea y al igual que en el caso anterior, donde se aplicaba la falla en potencia, los tiempos críticos de liberación tienden a decrecer conforme se incrementa el nivel de penetración.

Tabla 4.7. Tiempo crítico de liberación con distintos niveles de penetración y aplicando falla en distribución.

FALLA EN NODO	TIEMPO CRÍTICO DE LIBERACIÓN (s)				
	6.54%	13.90%	23.29%	28.22%	34.64%
10	0.089	0.087	0.085	0.085	0.083

En la figura 4.18 se ejemplifica los datos mostrados en la tabla 4.7, en la figura se muestran los ángulos relativos de los generadores 3 y 4 para cada uno de los niveles de penetración. Se aplico una falla trifásica en el nodo 10, la falla es aplicada 0.5 segundos después de ser iniciado el estudio, con un tiempo de falla de 0.084 segundos. Con excepción del último nivel de penetración, los ángulos de los generadores permanecen estables, lo cual corresponde a lo descrito en la tabla, ya que el tiempo crítico de liberación para un nivel de penetración de 34.64% es de 0.083 segundos y el tiempo de falla aplicado lo supera.

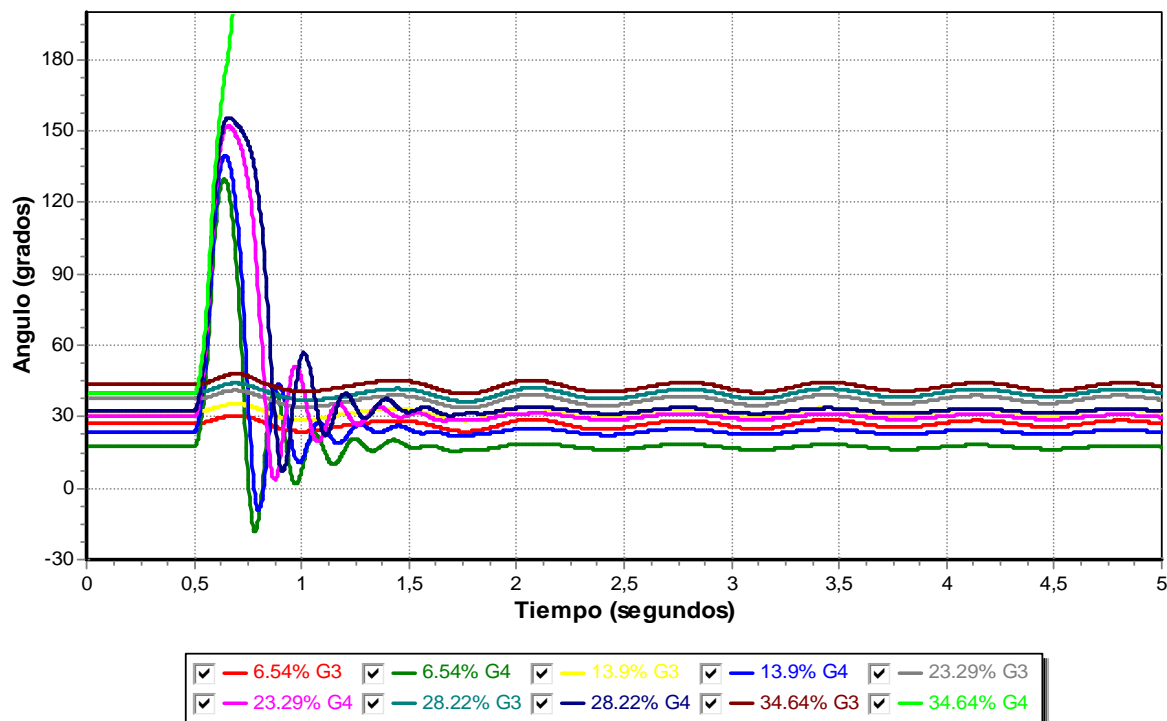


Figura 4.18. Ángulos relativos de los generadores 3,4, con falla en el nodo 10.



En la figura 4.19 se muestran los voltajes en terminales de los generadores 3 y 4, la cual es complemento del estudio anterior y de igual forma que en los ángulos relativos, existe un comportamiento adecuado de los voltajes con excepción del nivel de penetración de 34.64% en el cual el voltaje no regresa a límites aceptables para el sistema.

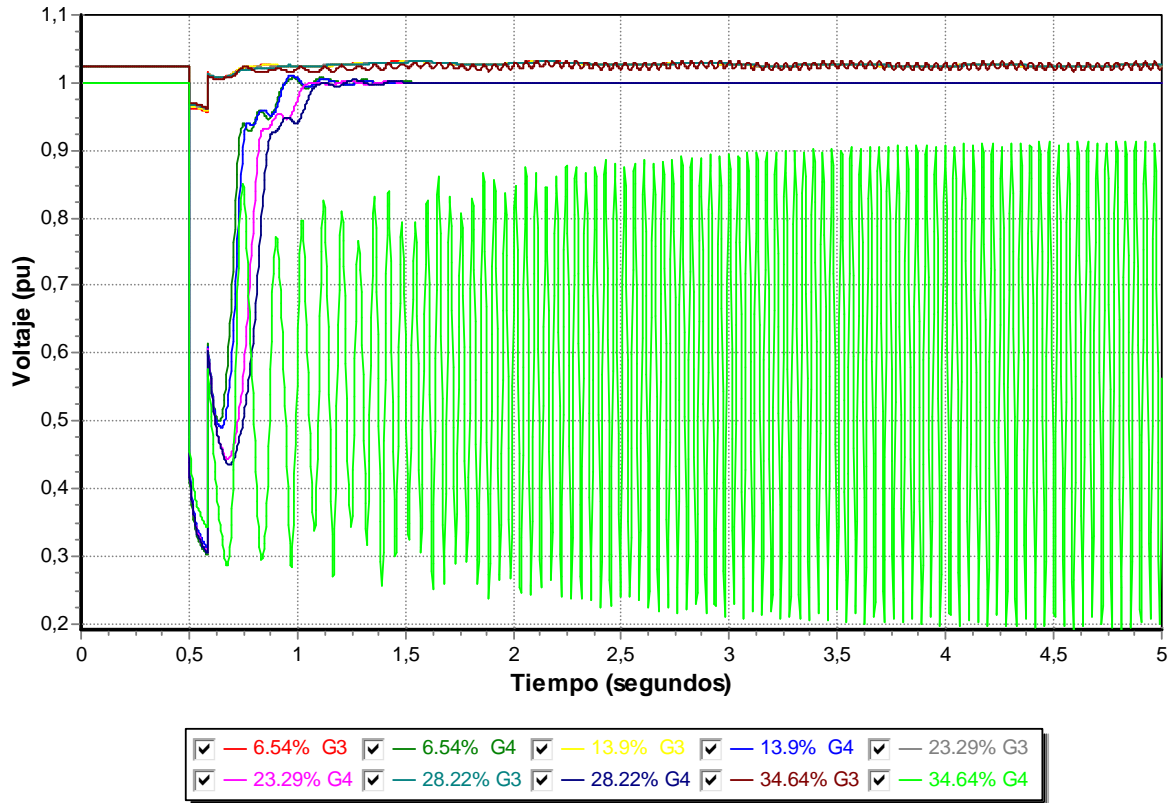


Figura 4.19. Voltaje en terminales de los generadores 3,4, con falla en el nodo 10.

#### 4.3.4 Pérdida Súbita de Generación

Esta contingencia se realizó aplicando pérdida de generación únicamente en el sistema de distribución con base en los niveles de penetración empleados en secciones anteriores y para los cuales se llevaron a cabo los siguientes casos:

- Caso 1: pérdida del 6.54% de la generación total, que representa 31.77 MW de la demanda total del sistema.
- Caso 2: pérdida del 13.90% de la generación total, el cual representa 67.455 MW de la demanda total del sistema.
- Caso 3: pérdida del 23.29% de la generación total, el cual representa 112.995 MW de la demanda total del sistema.
- Caso 4: pérdida del 28.22% de la generación total, el cual representa 136.935 MW de la demanda total del sistema.

- Caso 5: nivel pérdida del 34.64% de la generación total, el cual representa 168.075 MW de la demanda total del sistema.

Para cada uno de los casos simulados se contempló como condición inicial, que en el sistema existía un nivel de penetración del 34.64%.

#### 4.3.4.1 Caso 1

Para este caso se realizó el estudio de estabilidad con un tiempo total de simulación de 10 segundos, la contingencia fue aplicada a los 0.5 segundos de haber iniciado la simulación y se tiene una pérdida total de generación de 31.77 MW.

En la figura 4.20 son presentadas las curvas que describen el comportamiento de los ángulos relativos de todos los generadores existentes en el sistema y en los cuales se puede observar una oscilación posterior a la falla, con una apertura pico a pico de apenas unos cuantos grados, por lo que el sistema es estable ante la contingencia.

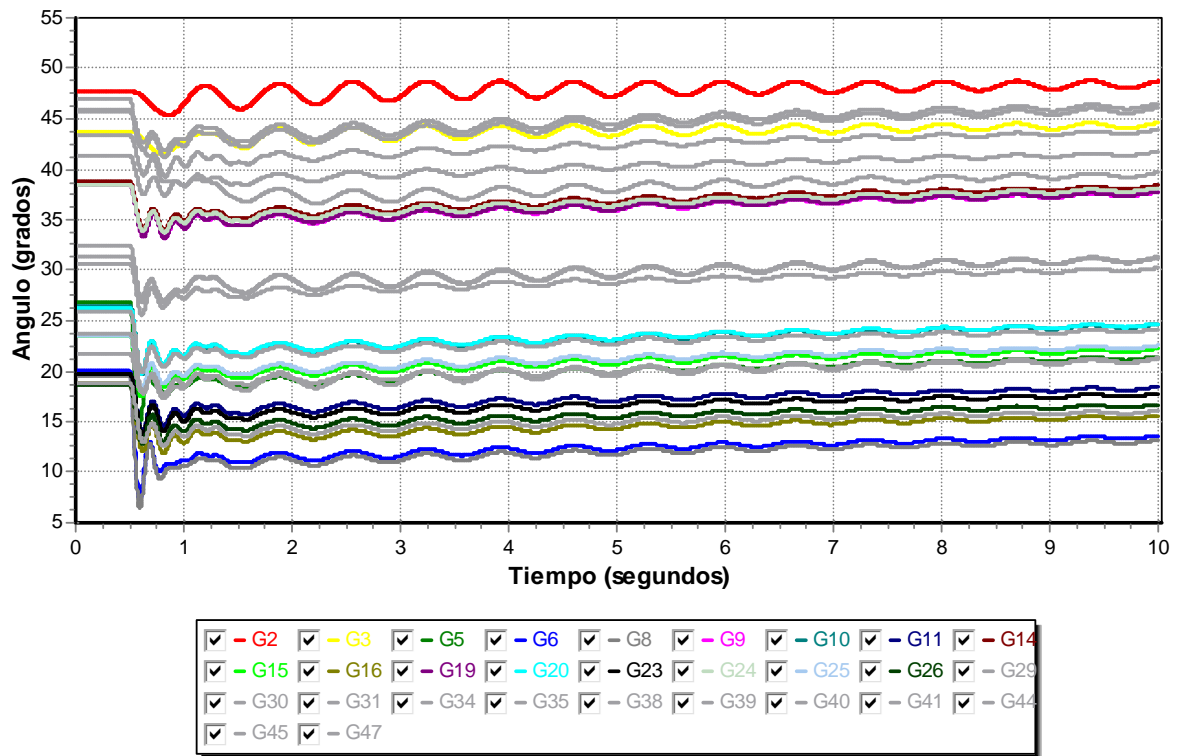


Figura 4.20. Ángulos relativos de los generadores con pérdida de 31.77 MW de generación.

En la figura 4.21 son mostrados los voltajes de cada uno de los generadores, en lo que respecta a los voltajes de los generadores 1, 2, y 3 (generadores ubicados en la red de potencia), muestran una oscilación mínima ante el disturbio, en los resto de los generadores que pertenecen a la red de distribución, muestran un comportamiento muy similar, con la diferencia que al presentarse la contingencia, en su mayoría, muestra una

caída del voltaje a 0.98 p.u. aproximadamente y posteriormente regresando a un voltaje muy cercano al que se tenía antes de la falla.

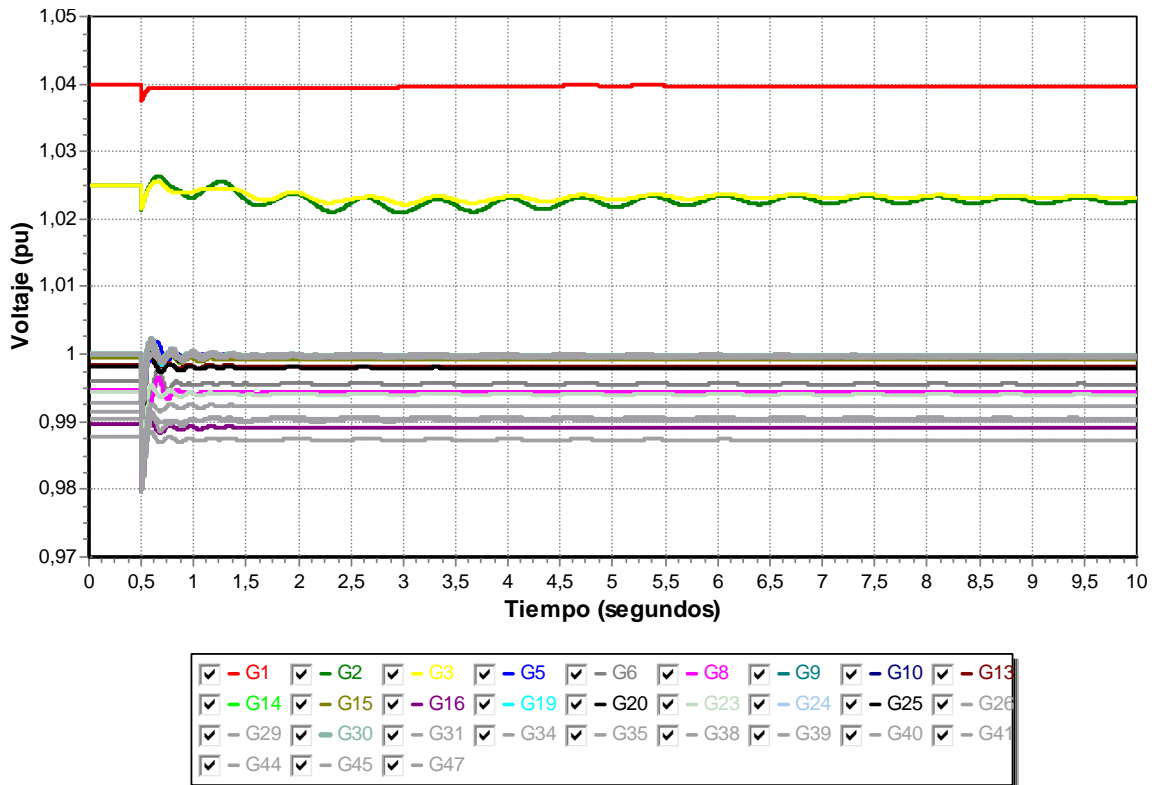


Figura 4.21. Voltaje en terminales de los generadores con pérdida de 31.77 MW de generación.

El comportamiento de la potencia activa de los generadores 1, 2 y 3, presentan una oscilación a lo largo del estudio, aunque en menor medida en el generador 3, que al término del estudio prácticamente se establece en un nuevo valor, para el generador 2 puede observarse (figura 4.22) que la oscilación en el transcurso del estudio, se reduce y casi al término del mismo, la tendencia de la curva tiende a establecerse en un valor cercano al de la oscilación. Por su parte el generador 1, es el que presenta mayor cambio, cuando se presenta la contingencia (0.5 segundos), el generador llega a un pico de 1.18 p.u. aproximadamente, al término del estudio aun persiste la oscilación pero en mucho menor medida que al inicio.

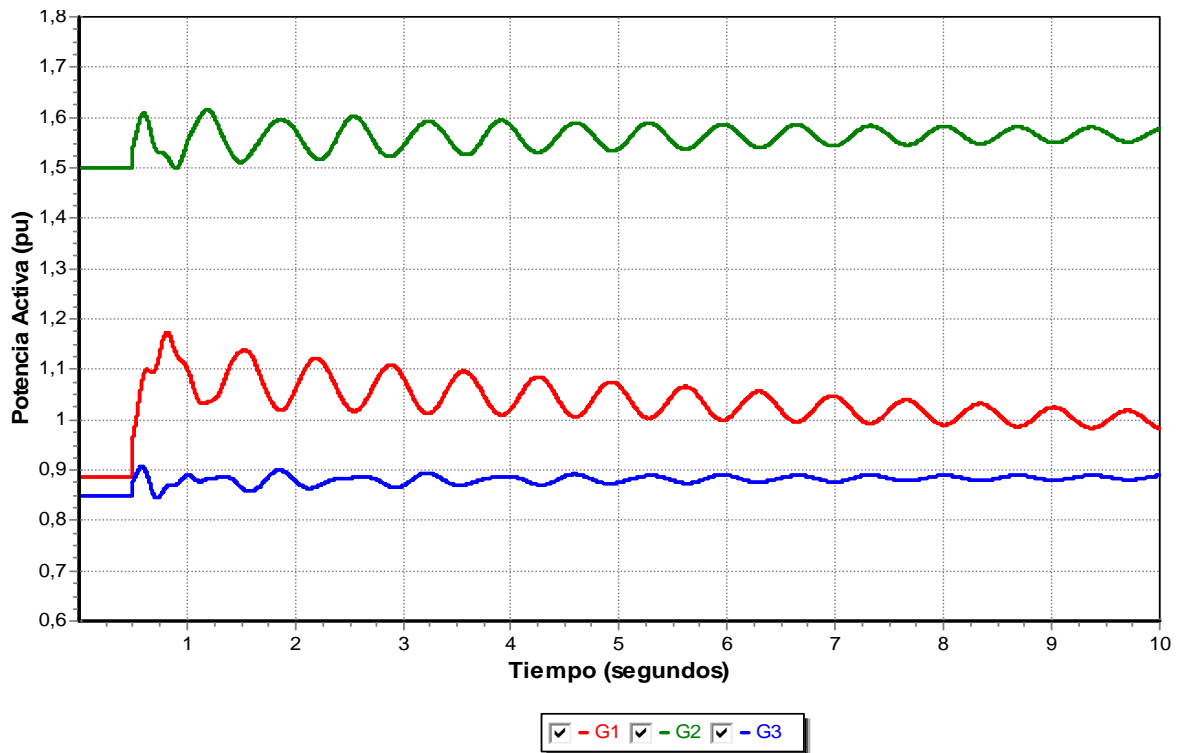


Figura 4.22. Potencia activa de los generadores 1, 2 y 3, con pérdida de 31.77 MW de generación.

#### 4.3.4.2 Caso 2

De igual forma que para el caso 1, el estudio fue realizado con una duración de 10 segundos y la falla fue aplicada en el mismo instante, para este caso se simuló una pérdida de generación de 67.455 MW.

En la figura 4.23 y 4.24 son mostrados los ángulos relativos y voltajes de los generadores respectivamente. En la primera figura se observa que las diferencias angulares de los generadores existentes en el sistema con respecto al generador 1 no alcanzan valores que pongan en riesgo el sistema y por lo tanto es considerado estable.

En lo que respecta a los voltajes de los generadores de distribución al presentarse el disturbio, estos llegan a un valor de 0.97 p.u. y casi de forma inmediata se recupera el voltaje a un valor cercano al anterior al disturbio, para el generadores 2, y 3 la variación al tiempo que ocurre el disturbio es muy pequeña y aunque los dos generadores describen una oscilación durante todo el estudio está dentro de un rango aceptable, mientras que para el generador 1 el cambio es mínimo pasando de 1.04 p.u. a 1.038 p.u. aproximadamente.

La potencia activa de los generadores 1, 2 y 3 tienen un comportamiento muy similar al caso 1, y nuevamente el cambio es más marcado en el generador 3, el cual llega a un pico de 1.45 p.u. al tiempo que se presenta la contingencia (figura 4.26).

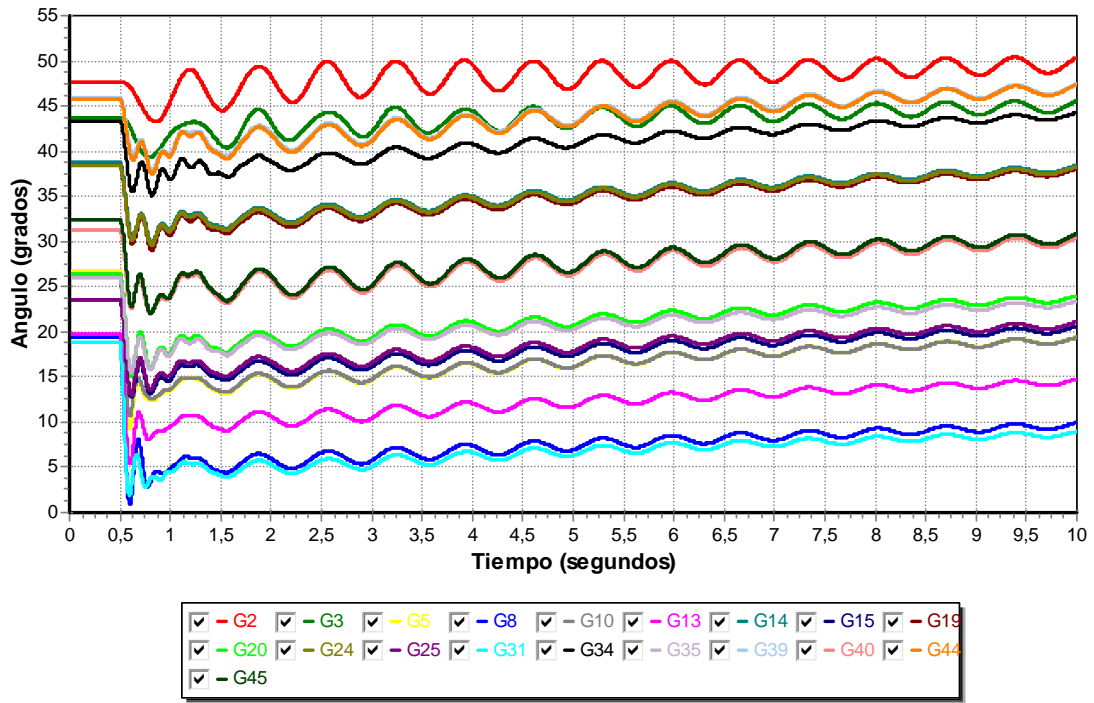


Figura 4.23. Ángulos relativos de los generadores con pérdida de 67.455 MW de generación.

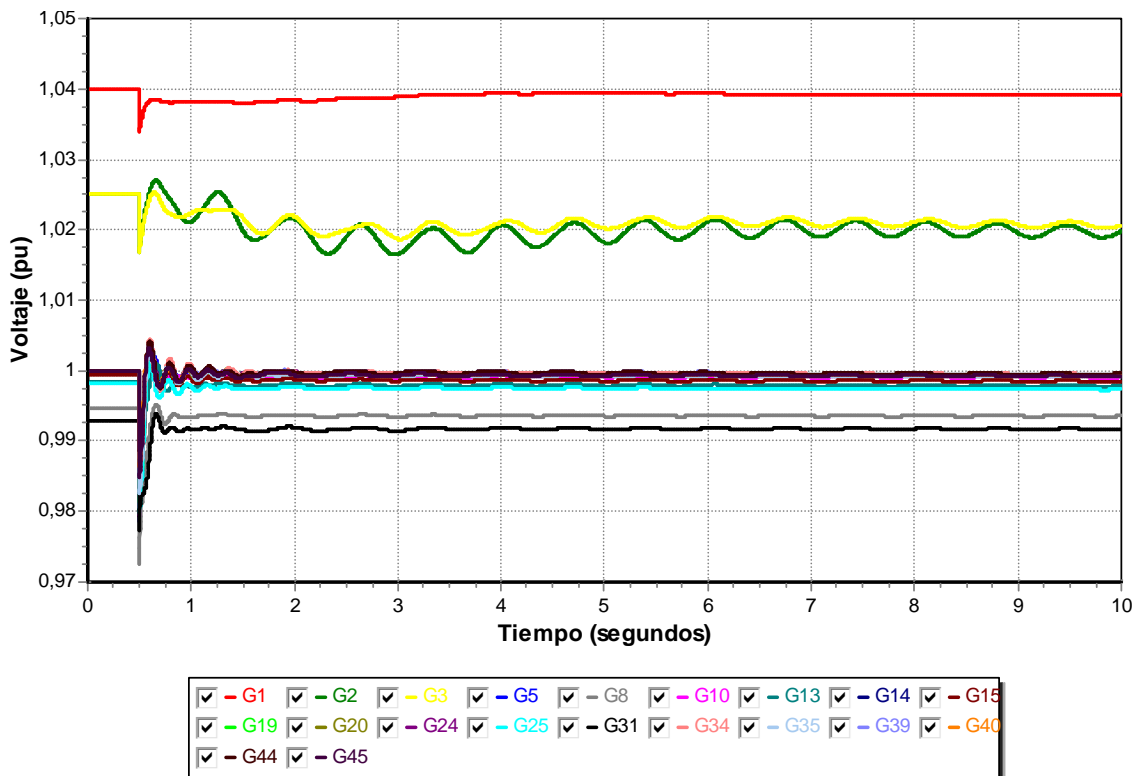


Figura 4.24. Voltaje en terminales de los generadores con pérdida de 67.455 MW de generación.

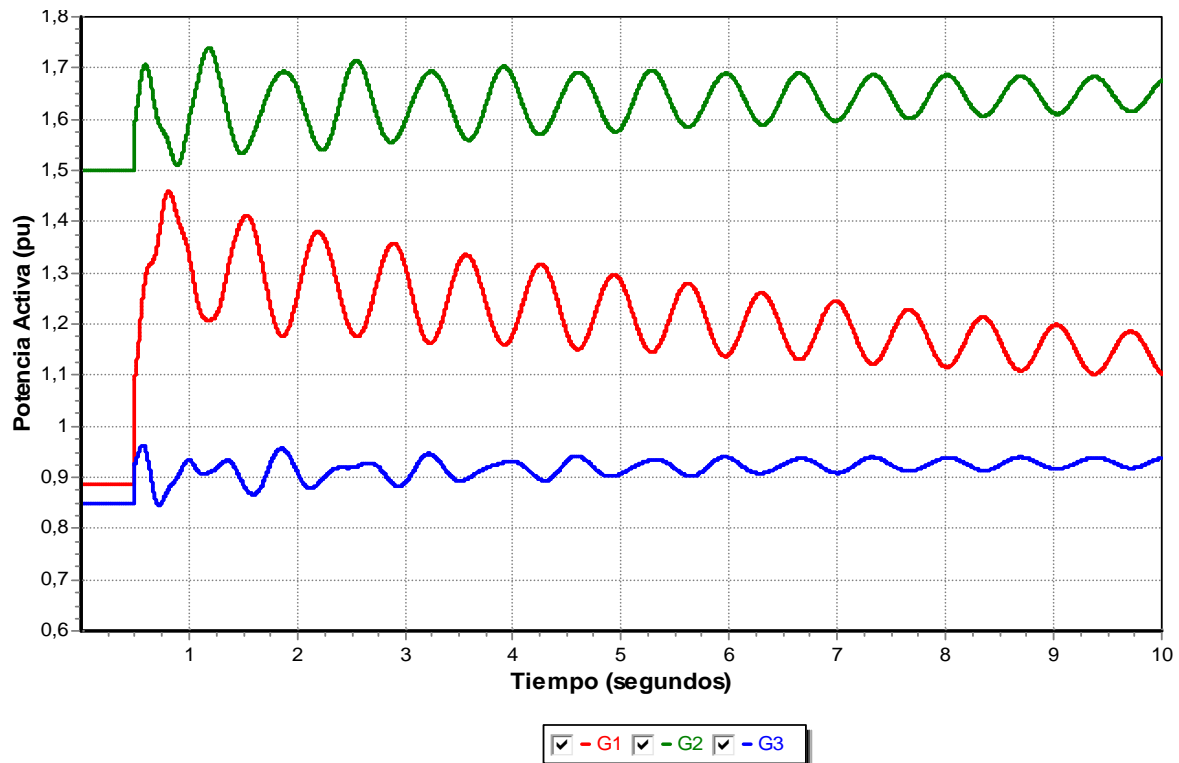


Figura 4.25. Potencia activa de los generadores 1, 2 y 3, con pérdida de 67.455 MW de generación.

#### 4.3.4.3 Caso 3

El estudio fue realizado con las mismas características que en los casos anteriores, la pérdida de generación tiene un valor de 112.995 MW.

La apertura angular de los generadores 2 y 3 respecto al generador 1 (figura 4.26) es de apenas unos cuantos grados y la oscilación que estos presentan, se amortigua en el transcurso del estudio sin llegar a desaparecer, los ángulos de los generadores restantes al tiempo de ser aplicada la contingencia presentan una caída por debajo de los cero grados, en instantes posteriores la apertura angular respecto al generador 1 es de apenas unos cuantos grados y al igual que los generadores 1 y 2 la oscilación persiste a lo largo del estudio.

En cuanto a los voltajes en las terminales de los generadores (figura 4.27), para el caso del generador 1, el voltaje posterior al disturbio es de 1.038 p.u. presentando una variación mínima respecto al voltaje inicia de 1.04, para los generadores 3 y 4, los voltajes posteriores al disturbio presentan una oscilación, la cual se mantiene en el transcurso del estudio en valores aceptables, para el resto de los generadores el voltaje al tiempo del disturbio llega a poco menos de 0.96 p.u., pero es recuperado en muy cercanos anteriores al disturbio. Respecto a la potencia activa (figura 4.28), el generador el generador 1, alcanza un pico de poco mas de 1.7 p.u. y al igual que los generadores 2 y 3 busca regular la potencia en el transcurso del estudio.

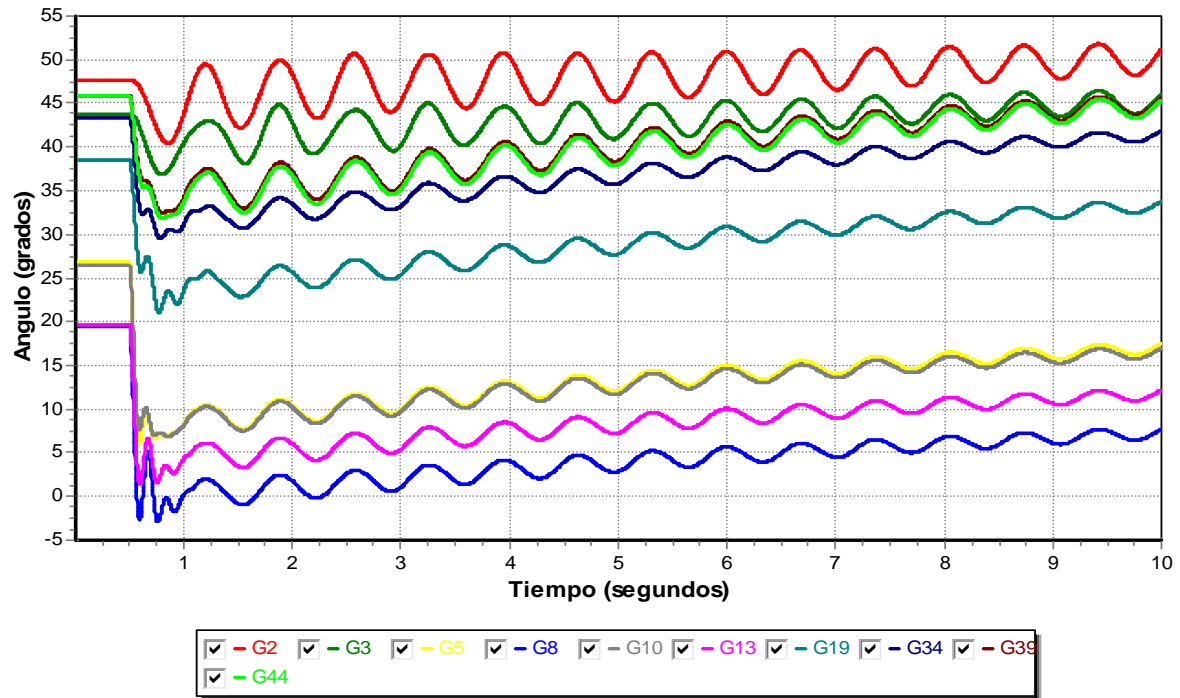


Figura 4.26. Ángulos relativos de los generadores con pérdida de 112.995 MW de generación.

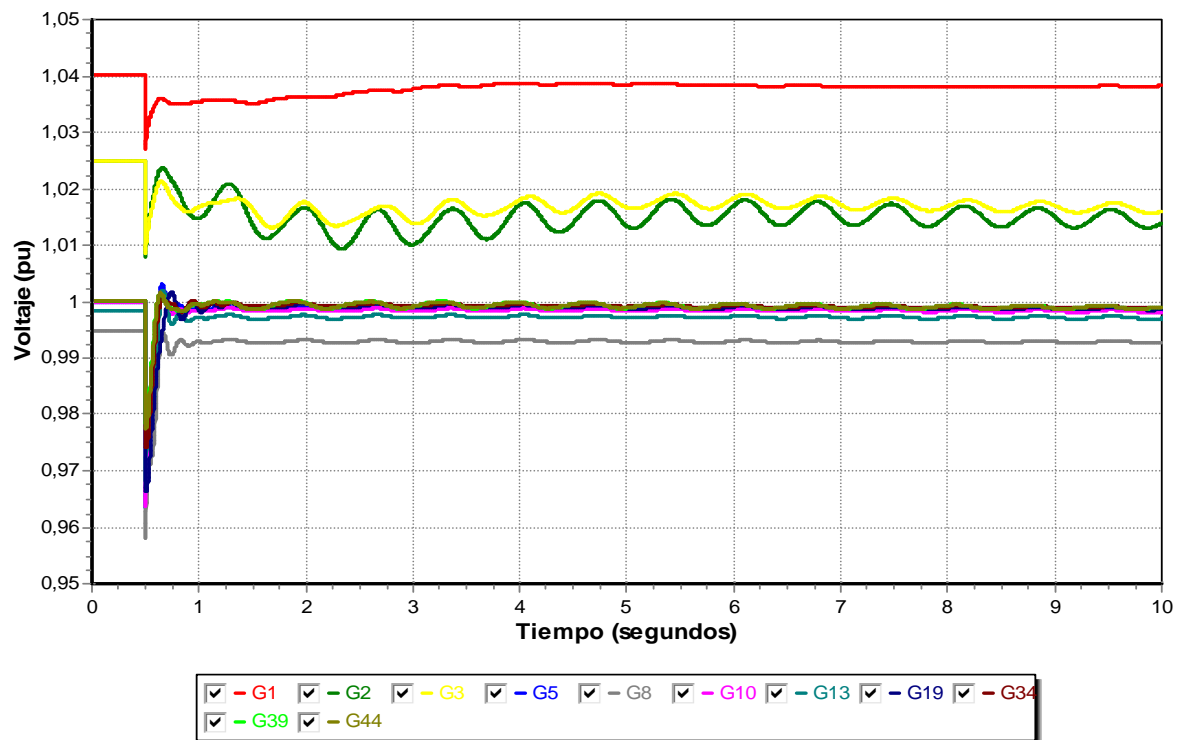


Figura 4.27. Voltaje en terminales de los generadores con pérdida de 112.995 MW de generación.

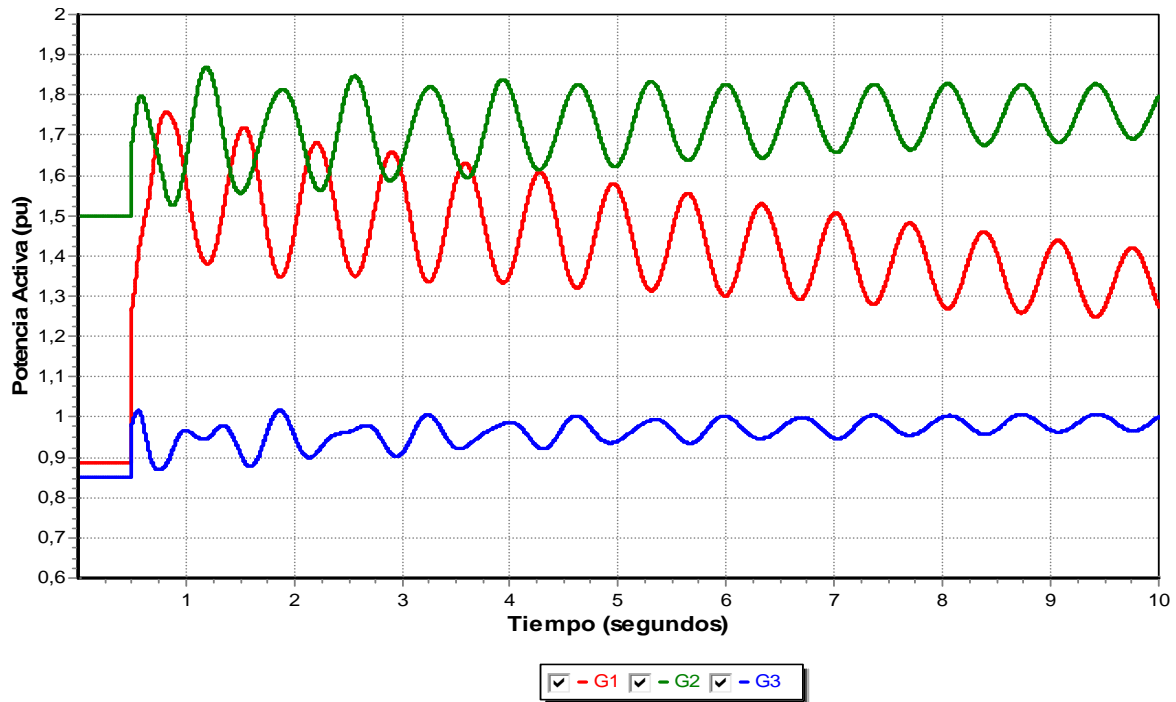


Figura 4.28. Potencia activa de los generadores 1, 2 y 3, con pérdida de 112.995 MW de generación.

#### 4.3.4.4 Caso 4

El estudio fue realizado con las mismas características que en los casos anteriores, la pérdida de generación tiene un valor de 136.935 MW.

En general los ángulos de los generadores respecto al generador 1, muestran una apertura de apenas unos cuantos grados (por lo que se considera estable) y describen una oscilación, la cual se amortigua a lo largo del estudio sin llegar a desaparecer y al término del estudio, los ángulos aun marcan una tendencia a seguir regulándose (figura 4.29).

El voltaje en los generadores 2 y 3 presentan una caída al tiempo del disturbio, pasando de 1.025 p.u. a 1.0 p.u. y las curvas de los mismos describen una oscilación persistente en el transcurso del estudio y la cual se encuentra en un valor que ronda 1.015 p.u., para el generador 1, el voltaje pasa de 1.04 a 1.025 al tiempo en que ocurre el disturbio y estableciéndose en un valor cercano a 1.037 p.u. posterior al disturbio. Para el resto de los generadores en su mayoría la tiempo del disturbio llegan a un valor de 0.95 p.u. aproximadamente y se establecen en voltajes cercanos a los anteriores al disturbio (figura 4.30).

La potencia activa de los generadores 1, 2 y 3 oscilan durante el transcurso del estudio, marcando una tendencia a decrecer la amplitud de la oscilación, pero al término del estudio esta oscilación no se establece alrededor de un valor al cual establecerse (figura 3.31).



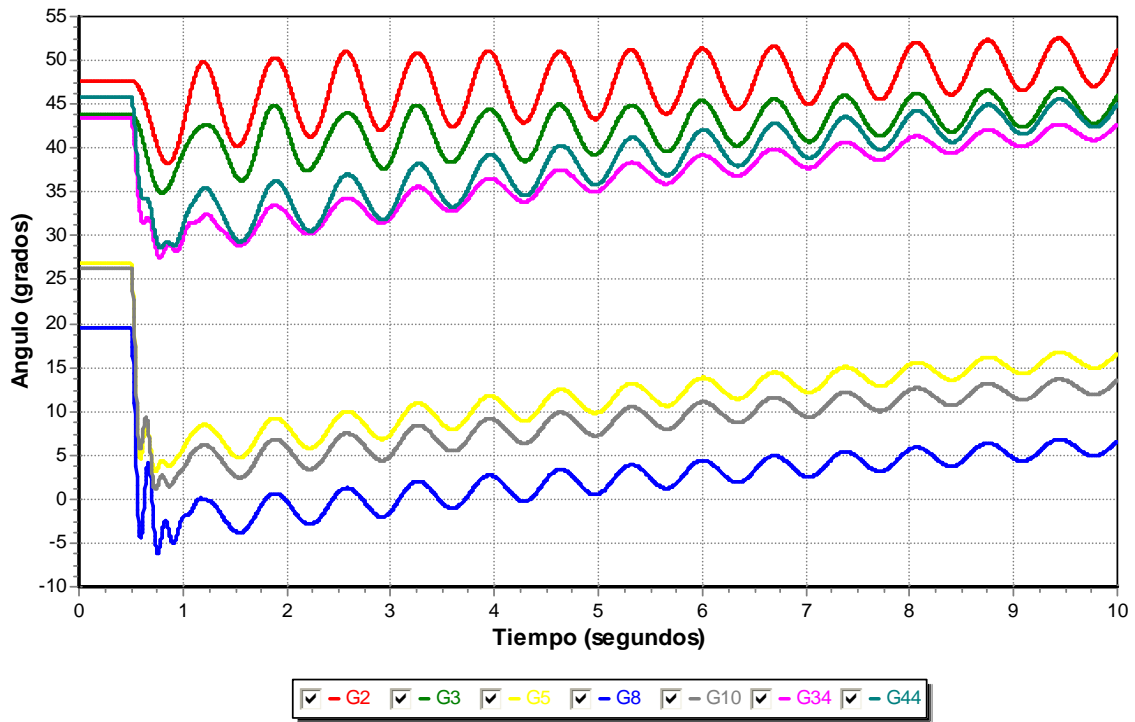


Figura 4.29. Ángulos relativos de los generadores con pérdida de 136.935 MW de generación.

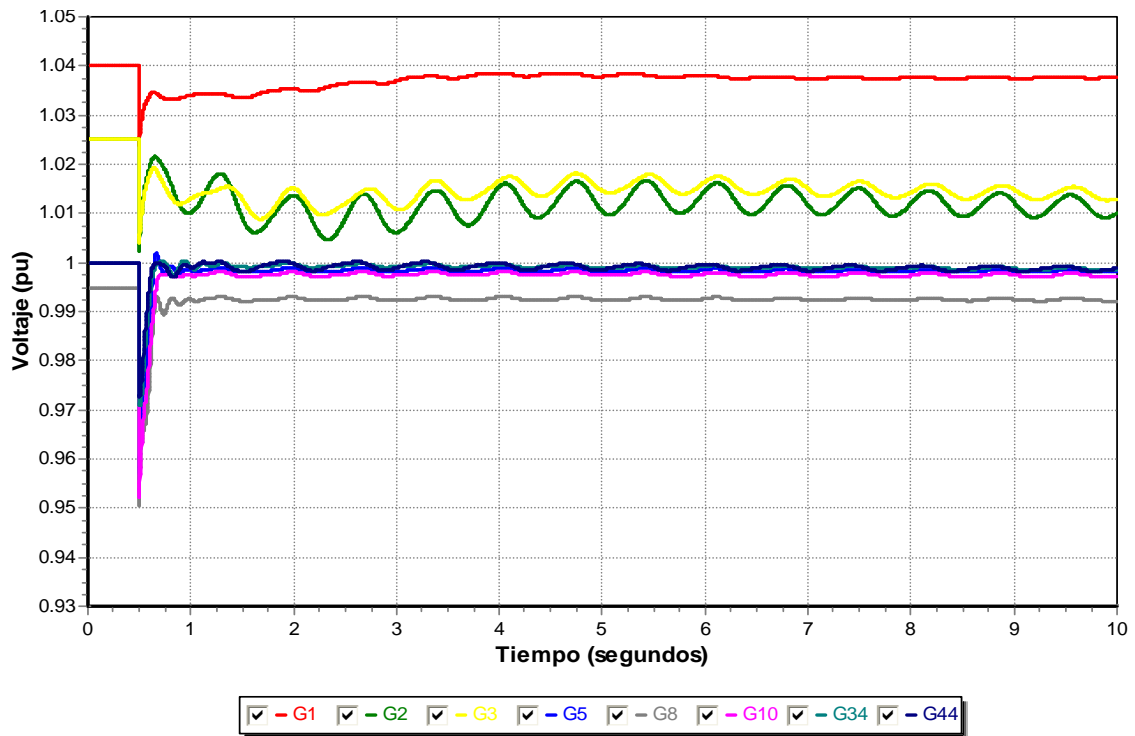


Figura 4.30. Voltaje en terminales de los generadores con pérdida de 136.935 MW de generación.

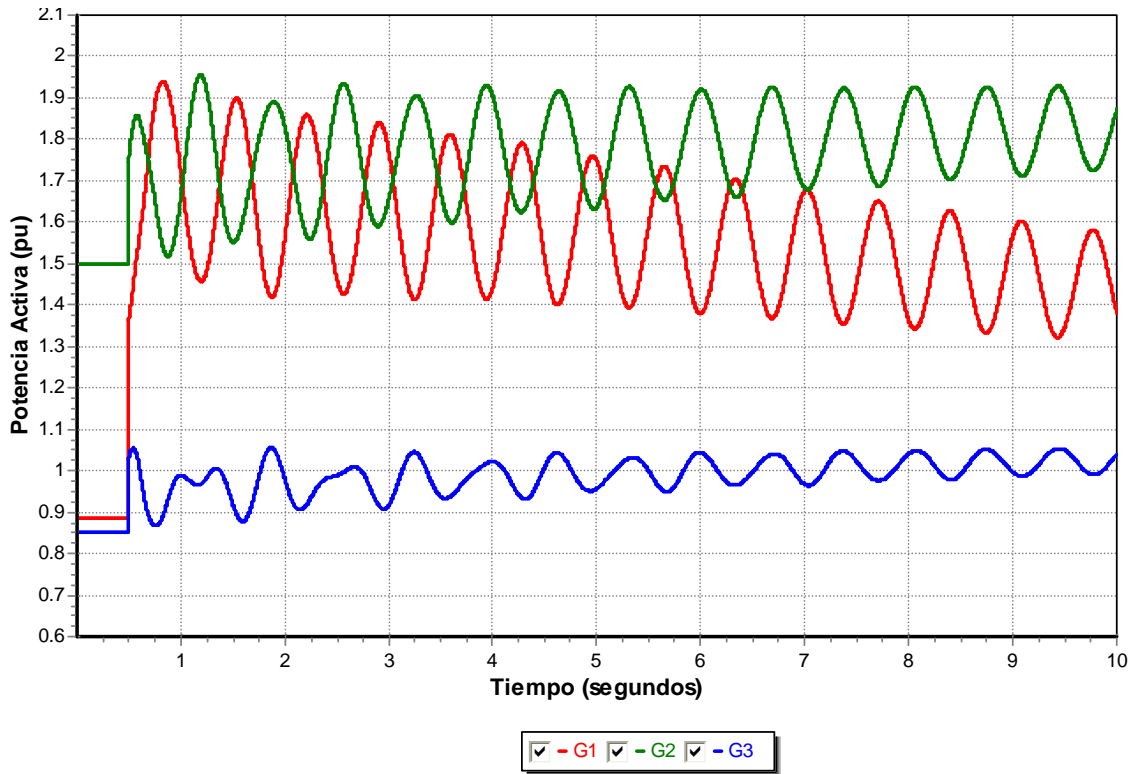


Figura 4.31. Potencia activa de los generadores 1, 2 y 3, con pérdida de 136.935 MW de generación.

#### 4.3.4.5 Caso 5

El estudio fue realizado con las mismas características que en los casos anteriores, la pérdida de generación tiene un valor de 168.075 MW.

Los ángulos de los generadores 2 y 3 (figura 4.32), presentan una apertura con respecto al generador de un poco más de 15 grados, por lo que desde el punto de vista angular el sistema se considera estable, aunque las oscilaciones marcan una tendencia a amortiguarse, en el transcurso del estudio estas persisten.

En cuanto a los voltajes (figura 4.33), el generador 1 cae a un valor de 1.02 p.u. al tiempo que ocurre el disturbio y llega a un valor cercano a 1.04 p.u. al término de la simulación. Para los generadores 2 y 3, el voltaje al tiempo en que ocurre el disturbio cae a 0.995 y posterior a este, se encuentra oscilando en valores aceptables.

La potencia activa de los generadores 1, 2 y 3 (figura 4.34), al igual que en el caso anterior se encuentran oscilando durante el transcurso del estudio y aunque marca una tendencia a amortiguarse, la oscilación no se establece cerca de un valor al cual establecerse.

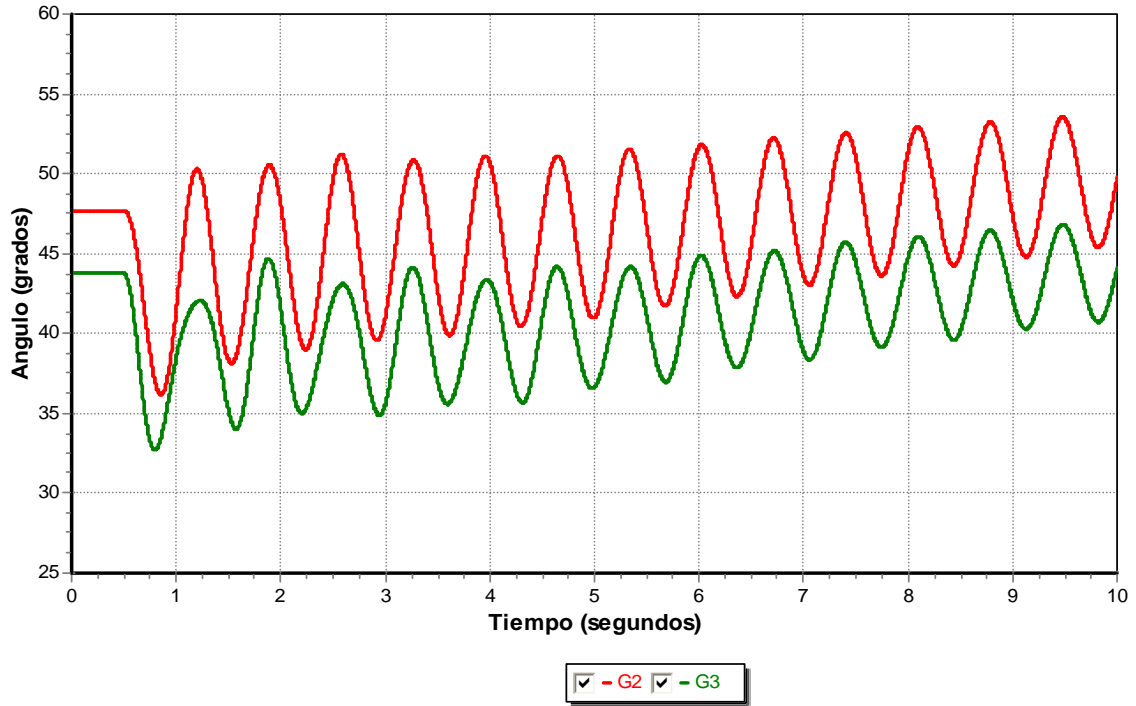


Figura 4.32. Ángulos relativos de los generadores con pérdida de 168.075 MW de generación.

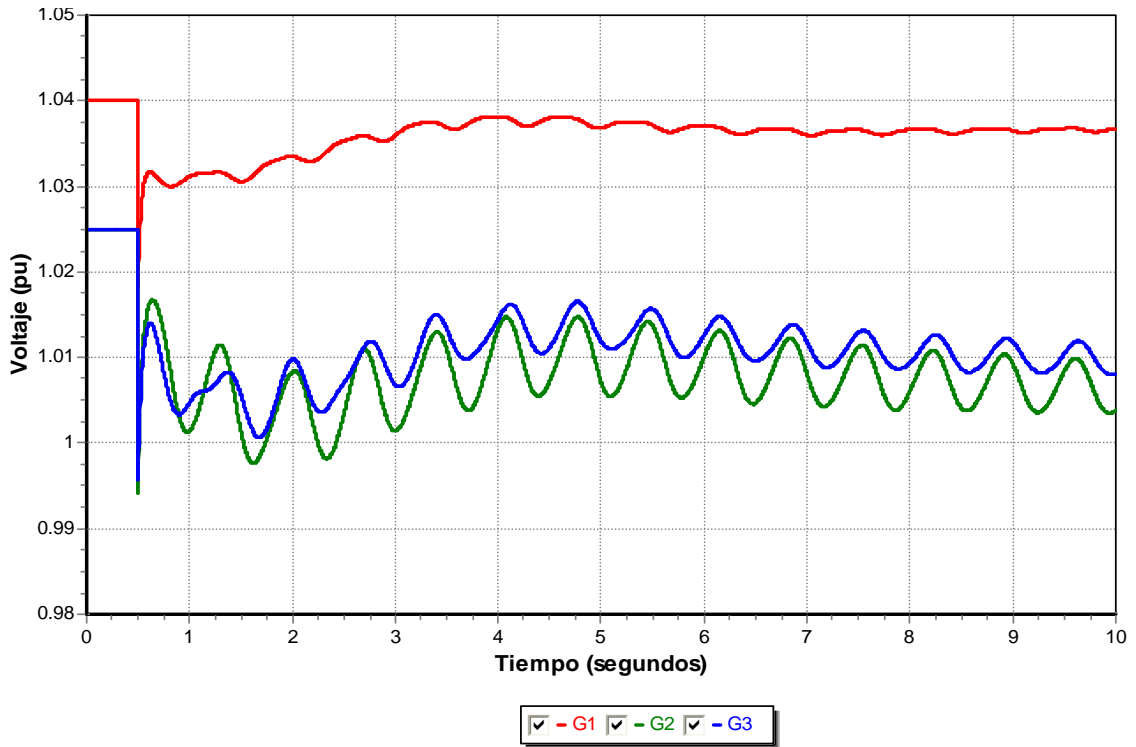


Figura 4.33. Voltaje en terminales de los generadores con pérdida de 168.075 MW de generación.

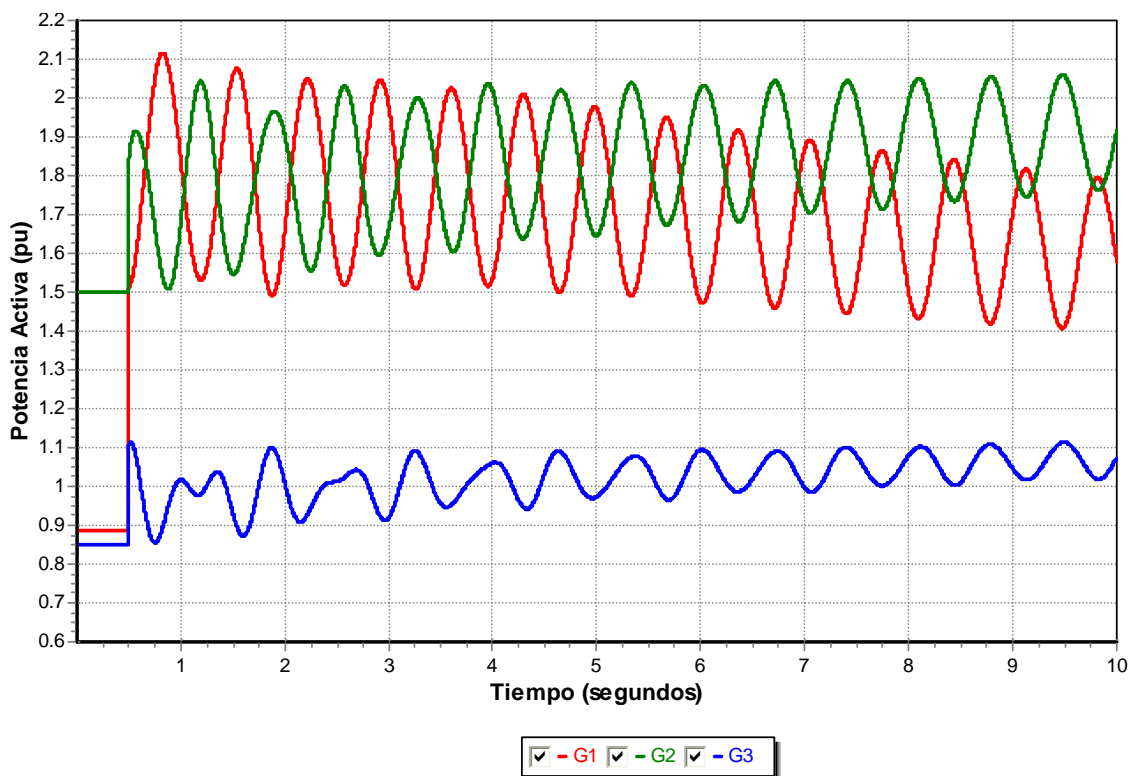


Figura 4.34. Potencia activa de los generadores 1, 2 y 3, con pérdida de 168.075 MW de generación.

#### 4.4 Red de Prueba Anderson Modificado 3

La red de prueba empleada para esta sección, es la misma empleada en la sección 4.3. La modificación que se realizó fue que para esta red se empleó el equivalente de una planta fotovoltaica con una potencia de 100 MVA, la cual está inicializada a una potencia de 50 MW y puede entregar  $\pm 10$  MVAR, los parámetros de la planta fueron obtenidos de [49], y empleados en el modelo WT4 en PSS/E [50.52].

En la figura 4.35 se muestra el diagrama unifilar de la red de prueba 3, la red está conformada de la siguiente manera:

- El sistema eléctrico de potencia queda conformado por 9 nodos, 3 nodos de carga, 3 generadores, 6 líneas de transmisión y 3 transformadores.
- El sistema de sistema de distribución está conformado por 180 nodos, 126 nodos de carga, 45 generadores, 126 líneas de distribución y 54 transformadores.

- La planta PV es interconectada en el nodo 5, a través de un transformador elevador, una línea de subtransmisión la cual se interconectada al nodo de potencia a través de un transformador. Por lo que para la interconexión de la planta se emplean 2 transformadores y 1 línea.

Lo cual resulta en una red con 192 nodos, 48 generadores, una planta fotovoltaica y maneja una demanda de 485.127 MW de potencia activa y 127.042 MVAR de potencia reactiva. Los datos para cada una de las líneas, generadores y transformadores se encuentran descritos en el apéndice A.4.

Tabla 4.8. Ubicación de los generadores en la red de prueba 3.

ELEMENTO	NODO	ELEMENTO	NODO	ELEMENTO	NODO
G1	1	G18	159	G35	176
G2	2	G19	160	G36	177
G3	3	G20	161	G37	178
G4	145	G21	162	G38	179
G5	146	G22	163	G39	180
G6	147	G23	164	G40	181
G7	148	G24	165	G41	182
G8	149	G25	166	G42	183
G9	150	G26	167	G43	184
G10	151	G27	168	G44	185
G11	152	G28	169	G45	186
G12	153	G29	170	G46	187
G13	154	G30	171	G47	188
G14	155	G31	172	G48	189
G15	156	G32	173	G49-PV	190
G16	157	G33	174		
G17	158	G34	175		

Debido a que la configuración del sistema cambio al agregar la planta PV, existe un nuevo nivel de penetración para el sistema el cual tiene un valor de 44.95% y representa 218.075 MW de la demanda total del sistema.

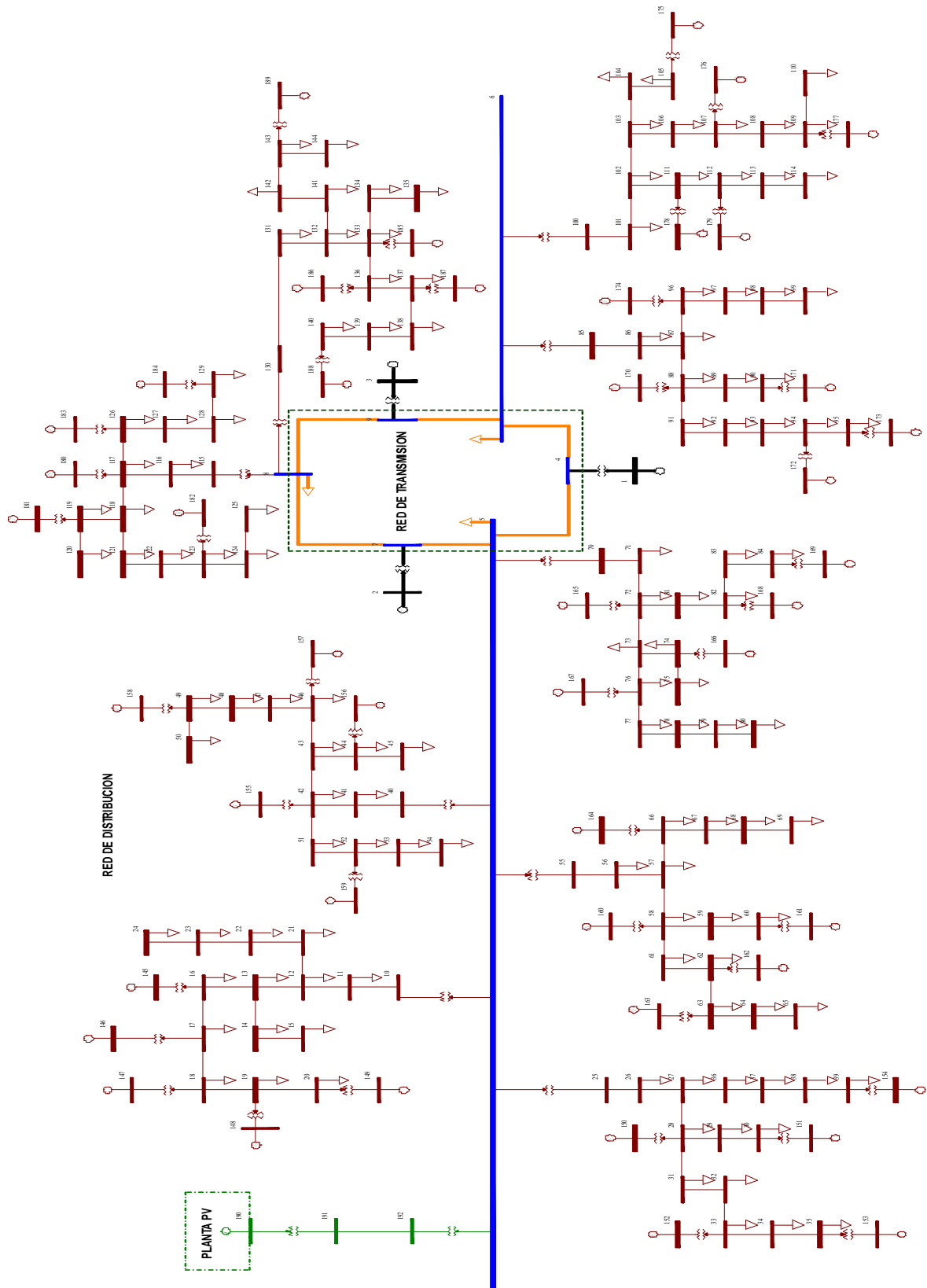


Figura 4.35. Diagrama unifilar de la red de prueba 3.

#### 4.4.1 Comportamiento de la Potencia Activa y Reactiva de la planta PV

Como se mencionó al principio de la sección la planta PV está configurada para entregar una potencia activa de 50 MW y  $\pm 10$  MVAR según lo requiera el sistema, en estado permanente. En estado transitorio la planta PV debe ser capaz de entregar potencia activa y reactiva del mismo valor o cercano al cual se encontraba en estado estacionario.

Para ejemplificar este comportamiento en la figura 4.36 se muestra la potencia activa, potencia reactiva y voltaje de la planta PV, la potencia activa entregada antes de ser aplicado el disturbio es de 0.5 p.u. y el valor en el cual se establece la potencia activa posterior al mismo es de 0.49 p.u. por lo que su comportamiento es acorde a lo antes mencionado, para la potencia reactiva prácticamente entrega el mismo valor antes y después del disturbio. En lo que respecta al voltaje, al presentarse el disturbio este cae hasta cero y posterior a la falla se recupera satisfactoriamente. Para la obtención de estos resultados de aplico una falla trifásica en el nodo 190, el disturbio tuvo una duración de 0.083 segundos.

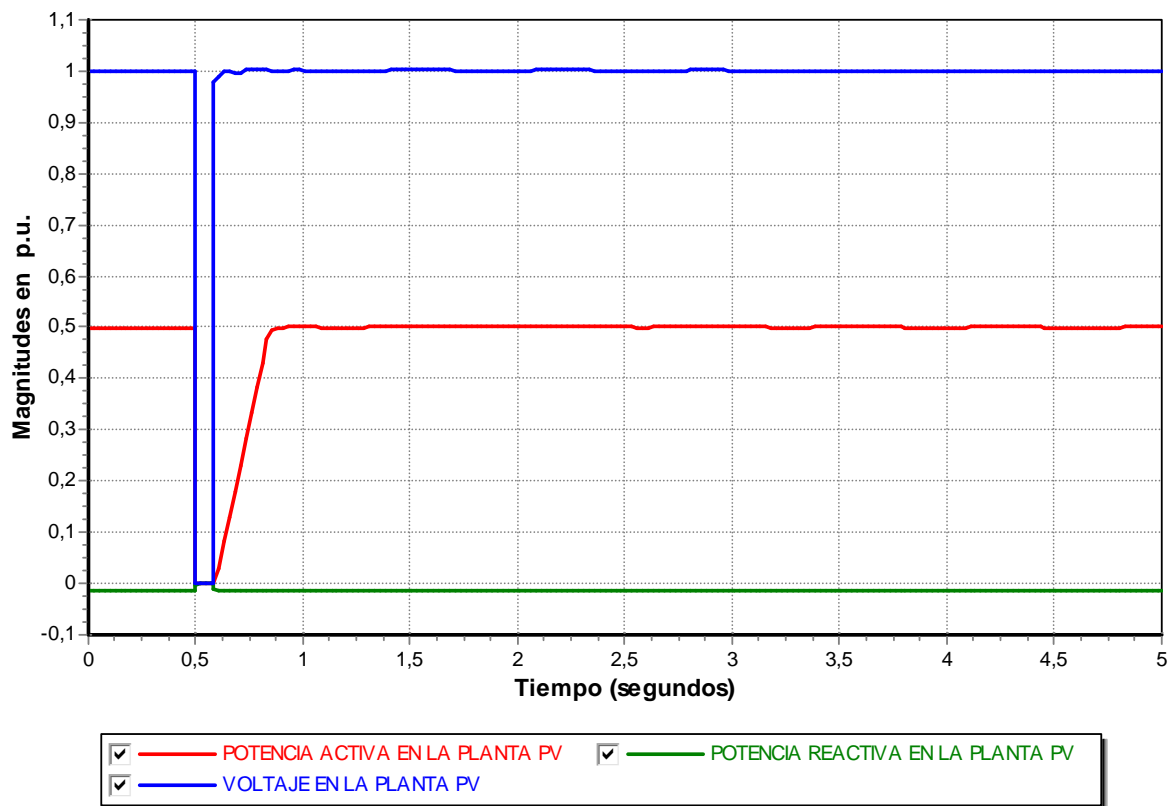


Figura 4.36. Voltaje, potencia activa y reactiva de la planta PV.

#### 4.4.2 Falla Trifásica en los Nodos del SEP

En la tabla 4.9 son mostrados los tiempos críticos de liberación, los cuales fueron obtenidos aplicando una falla trifásica en cada uno de los nodos mostrados en la tabla, la red es modificada después de ser eliminada la falla, esto se realiza mediante la liberación de una línea.

Los tiempos críticos obtenidos muestran un decrecimiento en comparación con el nivel de penetración de 34.64% (en el cual únicamente se emplearon máquinas del tipo síncronas). El cambio en el tiempo crítico de liberación entre cada caso es de apenas unos cuantos milisegundos, en donde se presenta el mayor cambio es cuando se aplica la falla en el nodo 4 (se libera línea entre los nodos 4-5) y 9 (se libera línea entre los nodos 9-6) en donde el cambio es de 3 milisegundos.

Tabla 4.9. Tiempo crítico de liberación con nivel de penetración de 44.95%.

FALLA		TIEMPO CRITICO DE LIBERACIÓN (s)	
NODO	LINEA A LIBERAR	34.64%	44.95%
4	4-5	<b>0.115</b>	<b>0.112</b>
4	4-6	0.118	0.117
5	5-4	0.079	0.078
5	5-7	0.076	0.074
6	6-4	0.078	0.078
6	6-9	0.076	0.076
7	7-5	0.129	0.129
7	7-8	0.113	0.112
8	8-7	0.074	0.073
8	8-9	0.077	0.077
9	9-6	<b>0.186</b>	<b>0.183</b>
9	9-8	0.169	0.167

A manera de ejemplificar lo mostrado en la tabla 4.9, en la figura 4.37 son presentados los ángulos relativos que corresponden a los generadores 2, 3 y 29, para los niveles de penetración 34.64% y 44.95%, para la obtención de los mismos se simuló una falla trifásica en el nodo 4, con un tiempo de falla de 0.114 segundos, la falla es aplicada a los 0.5 segundos de haber iniciado el estudio, al término de la falla es liberada la línea de entre los nodos 4 y 5.

Para el tiempo de falla ya mencionado se puede observar que el generador 29 con un nivel de penetración de 34.64% en su primera oscilación casi se encuentra al borde de la inestabilidad pero aun logra recuperarse y estabilizarse, mientras que para el mismo tiempo de falla dicho mismo generador a un nivel de penetración de 44.95% es inestable.



En lo que respecta a los voltajes de igual forma se puede ver ejemplificado el comportamiento inestable del generador 29 (figura 4.38), ya que su voltaje describe una oscilación de alrededor de 0.5 p.u. posterior a la falla y en nunca logra estabilizarse, en los generadores 1, 2 y 3, el voltaje oscila cerca del valor antes de la falla pero su onda presenta un especie de rizo producto de la inestabilidad. El mismo comportamiento de las oscilaciones de voltaje se puede ver reflejado en la potencia activa (Figura 4.39).

El voltaje de la planta fotovoltaica de igual manera que los generadores 1,2 y 3, se intenta restablecer a un valor cercano al anterior al disturbio sin llegar a él y aunque se encuentra oscilando en valores aceptables, el voltaje presenta el mismo efecto de rizo que en los casos anteriores y el cual se ve reflejado en la potencia de la planta, por otra parte la potencia reactiva es la única que se restablece en el mismo valor anterior al disturbio (figura 4.40).

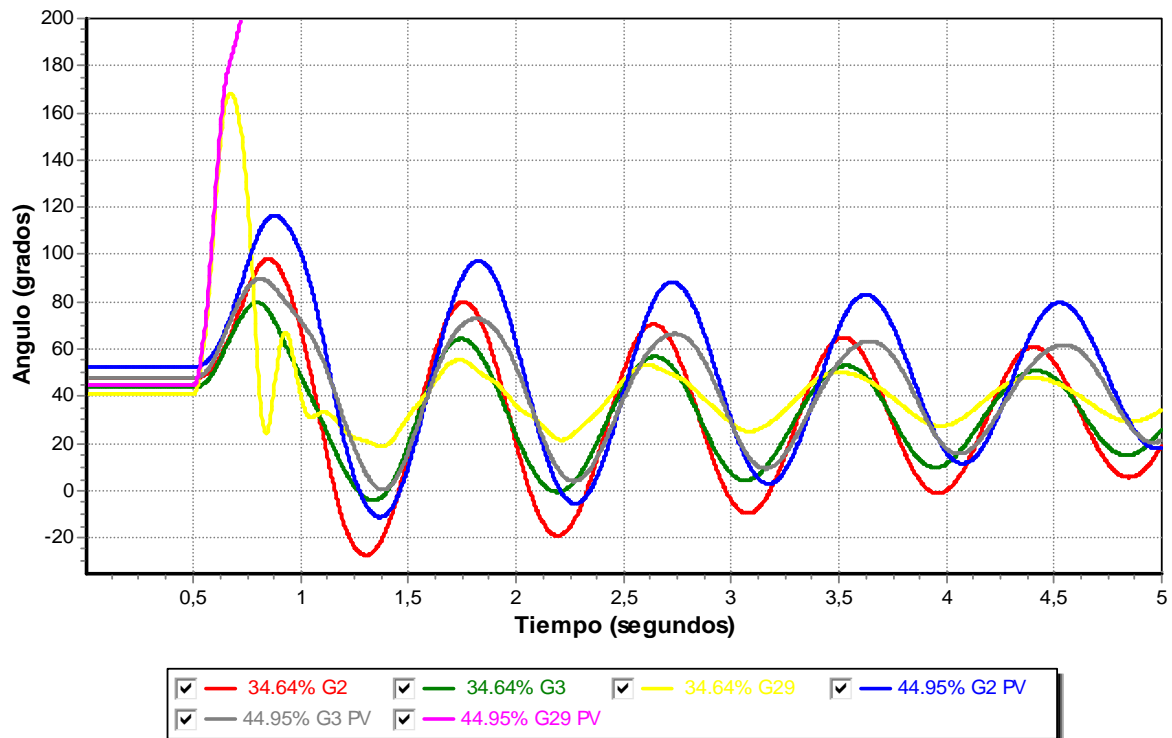


Figura 4.37. Ángulos relativos de los generadores 2, 3 y 29, para nivel de penetración de 34.64% y 44.95%.

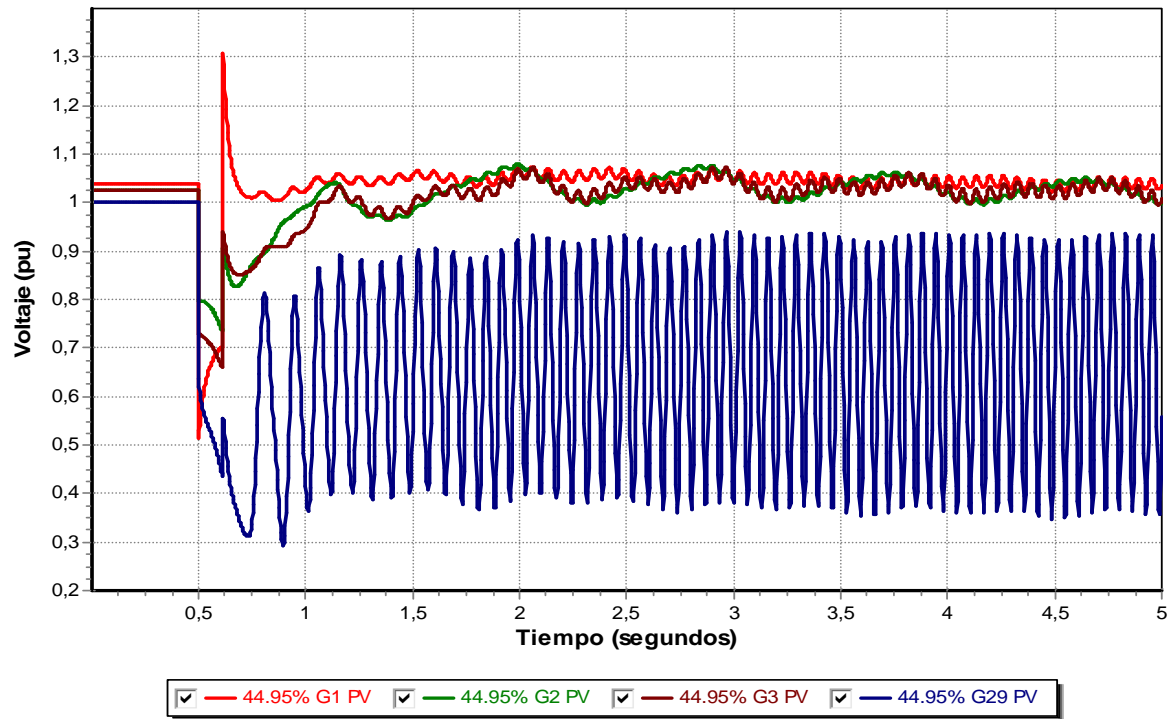


Figura 4.38. Voltaje en terminales de los generadores 1, 2, 3 y 29, para nivel de penetración de 44.95%.

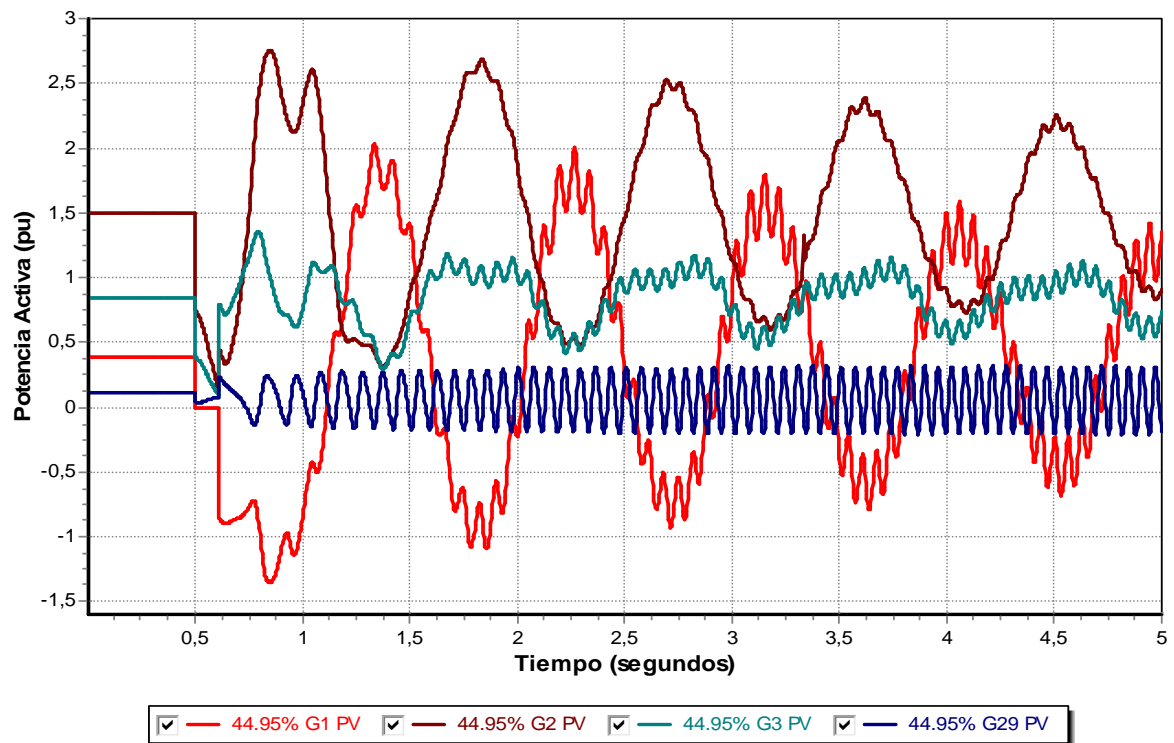


Figura 4.39. Potencia activa de los generadores 2, 3 y 29, para nivel de penetración de 44.95%.

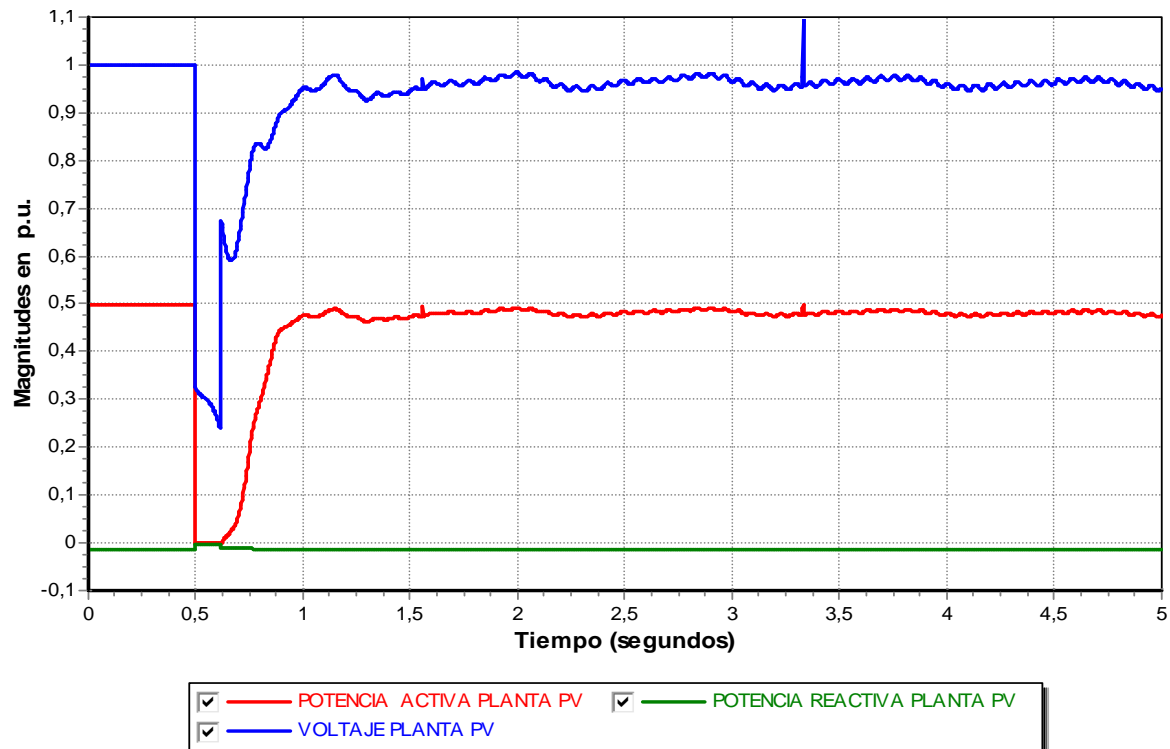


Figura 4.40. Voltaje, potencia activa y reactiva de la planta PV.

#### 4.4.3 Equivalente de un Parque Eólico para un Nivel de Penetración de 45.95%

En esta sección se realiza una comparación entre la generación fotovoltaica y la generación eólica, para tal caso se empleó la misma red de prueba 3, únicamente se remplazará la planta fotovoltaica por un equivalente de un parque eólico (ver figura 4.41), el cual proporciona la misma potencia activa (50 MW), el modelo empleado en estabilidad, simula el rendimiento de una turbina eólica que emplea un generador de inducción de rotor devanado, con control de resistencia variable en el rotor [5]. Los parámetros del parque eólico son mostrados en el apéndice A.4.

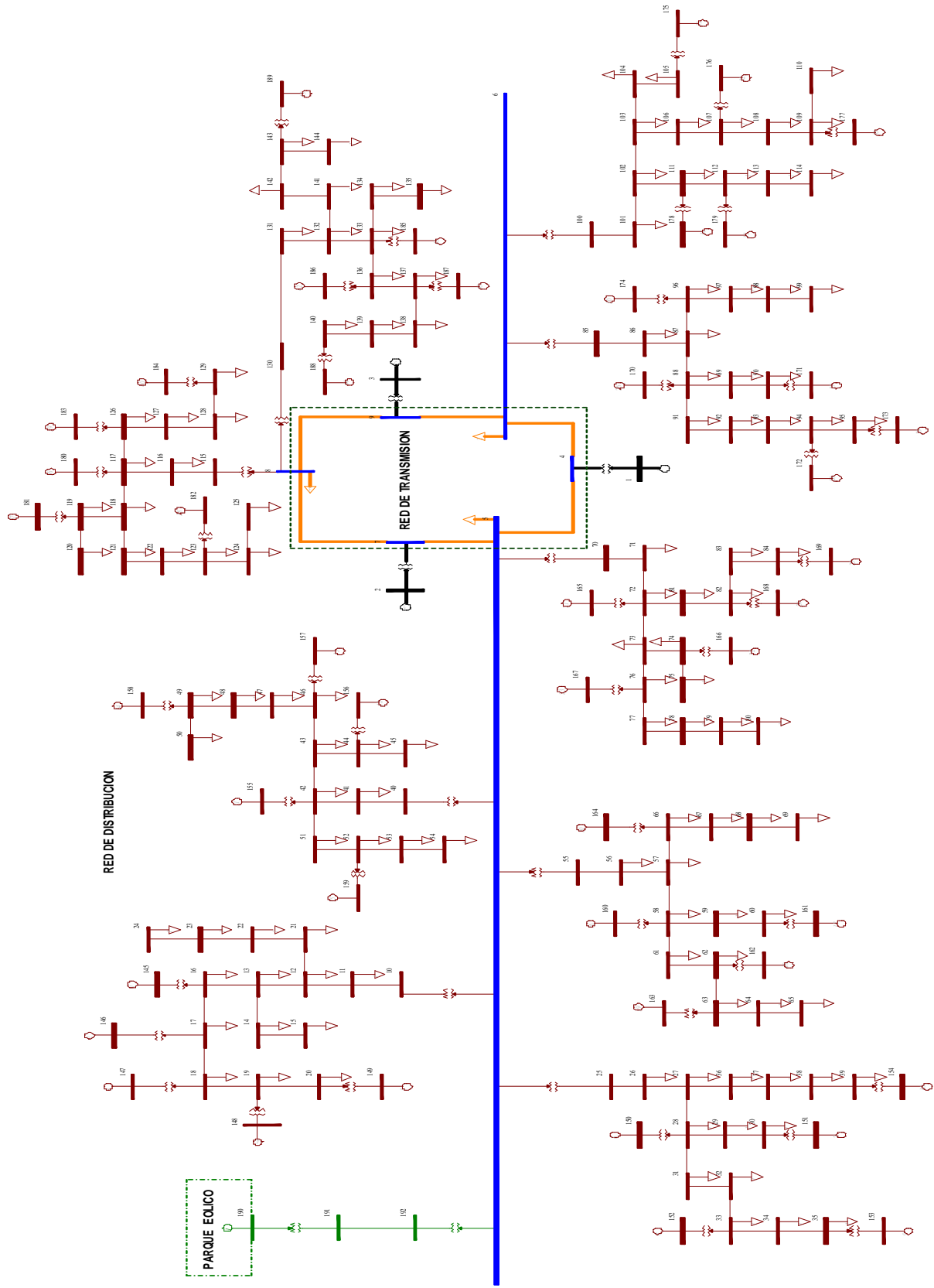


Figura 4.41. Diagrama unifilar de la red de prueba 3, con Parque Eólico.

En la tabla 4.10, muestra los tiempos críticos de liberación empleando la planta PV (obtenidos en la sección 4.4.2) y el equivalente del parque eólico, los tiempos críticos obtenidos utilizando el parque eólico, en su mayoría son de mayor valor en comparación con los de la planta PV, esto pudiera deberse a que las plantas fotovoltaicas se representan como una inyección de potencia controlada a través de un convertidor y el modelo del parque eólico que utiliza el modelo de un generador de inducción, aporta inercia al sistema.

Tabla 4.10. Tiempo crítico de liberación con nivel de penetración de 44.95%, planta PV y parque eólico.

FALLA		TIEMPO CRÍTICO DE LIBERACIÓN (s)	
NODO	LINEA A LIBERAR	PLANTA PV	PARQUE EÓLICO
4	4-5	0.112	0.112
4	4-6	0.117	0.118
5	5-4	0.078	0.078
5	5-7	0.074	0.077
6	6-4	0.078	0.078
6	6-9	0.076	0.078
7	7-5	0.129	0.13
7	7-8	0.112	0.112
8	8-7	0.073	0.073
8	8-9	0.077	0.077
9	9-6	0.183	0.188
9	9-8	0.167	0.171

Para mostrar el comportamiento de los tiempos críticos empleando cada uno de los tipos de generación se realizó un estudio de estabilidad transitoria, en el cual se seleccionó un tiempo de falla igual a 0.185 segundos, el estudio tiene una duración de 5 segundos, se aplica una falla trifásica en el nodo 9 a los 0.5 segundos de haber iniciado el estudio. Al concluir el tiempo de falla es sacada de servicio la línea ubicada entre los nodos 9 y 6. Para este disturbio el comportamiento del ángulo relativo de del generador 39 utilizando la planta fotovoltaica en este tiempo de falla, se dispara, mientras que el ángulo de la misma máquina empleando el parque eólico, se comporta de forma estable (figura 4.42).

En lo que respecta a los voltajes, para los generadores 1, 2, 3, para el caso de la planta fotovoltaica, aunque alcanzar a regresar a un voltaje cercano al de pre-falla, su curva de voltaje describe una especie de rizo producto de la inestabilidad del generador 39 (figura 4.43). Este mismo comportamiento se ve traducido en la potencia activa de cada una de los generadores y en donde se puede apreciar con más claridad la diferencia entre el caso inestable e inestable (figura 4.44).

Por último se realizó una comparación entre, el voltaje, potencia activa y reactiva, para cada una de las plantas (fotovoltaica y eólica). Donde se puede observar que tanto la

potencia activa y el voltaje describen el mismo comportamiento, e incluso el voltaje es casi igual, la mayor discrepancia se encuentra en la potencia reactiva, ya que, mientras la planta fotovoltaica la logra recuperar rápidamente al estado de pre-falla, para el parque eólico se encuentra oscilando cerca del valor de pre-falla si llegar a establecerse en el mismo (figura 4.45).

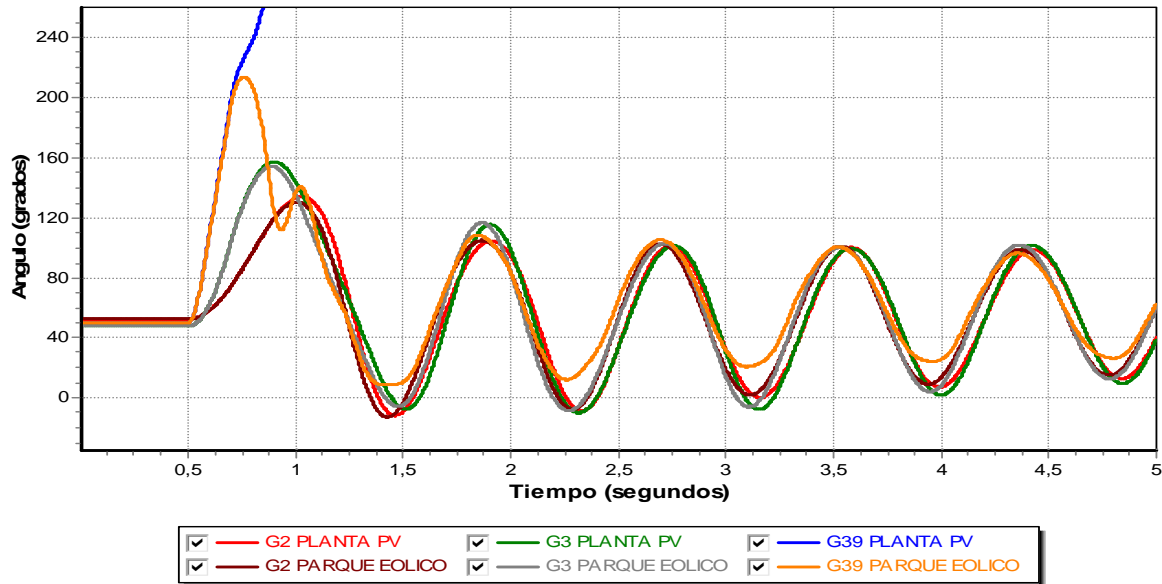


Figura 4.42. Ángulos relativos de los generadores 2, 3 y 39, utilizando la planta fotovoltaica y el parque eólico.

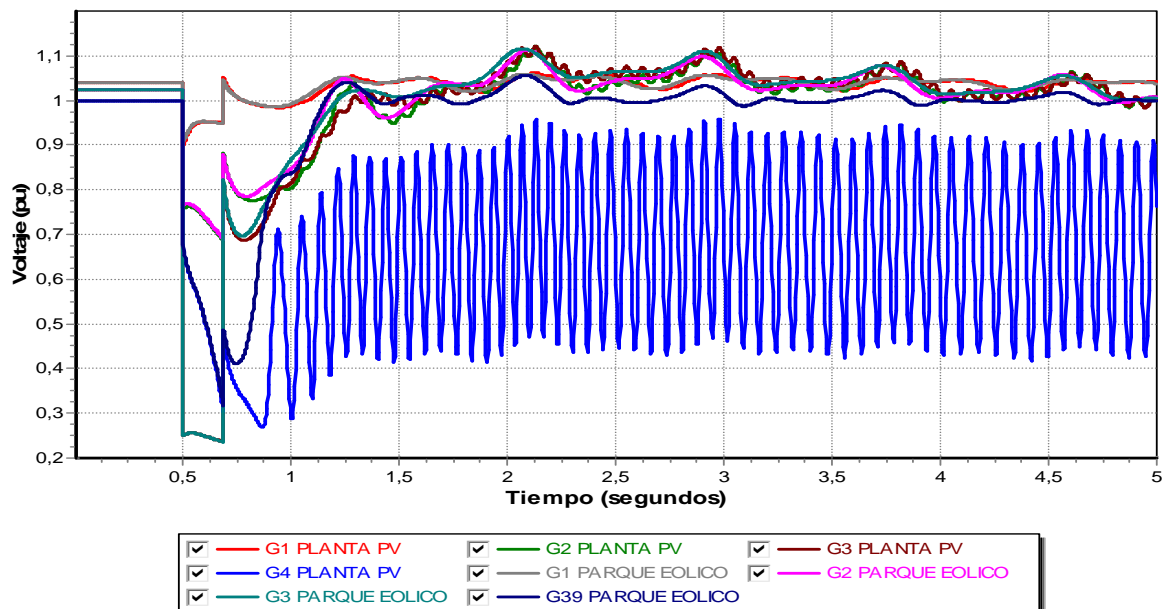


Figura 4.43. Voltaje en terminales de los generadores 1, 2, 3 y 39, utilizando la planta fotovoltaica y el parque eólico.

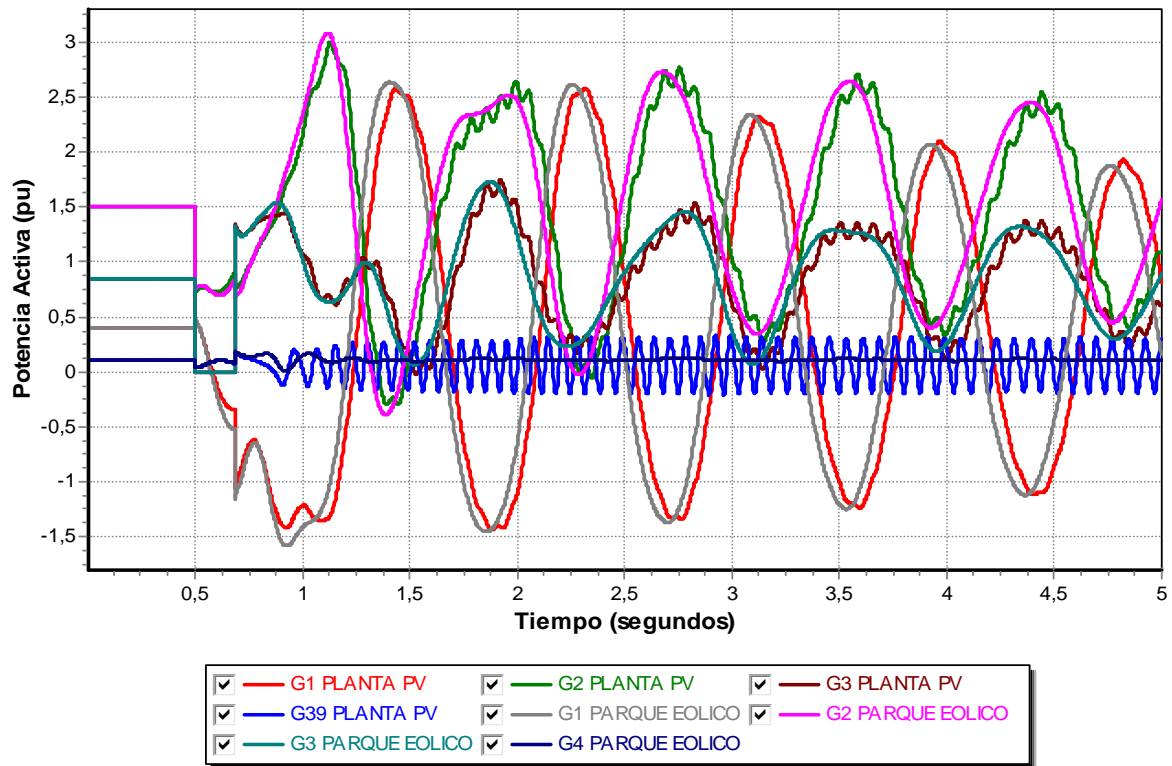


Figura 4.44. Potencia activa de los generadores 1, 2, 3 y 39, utilizando la planta fotovoltaica y el parque eólico.

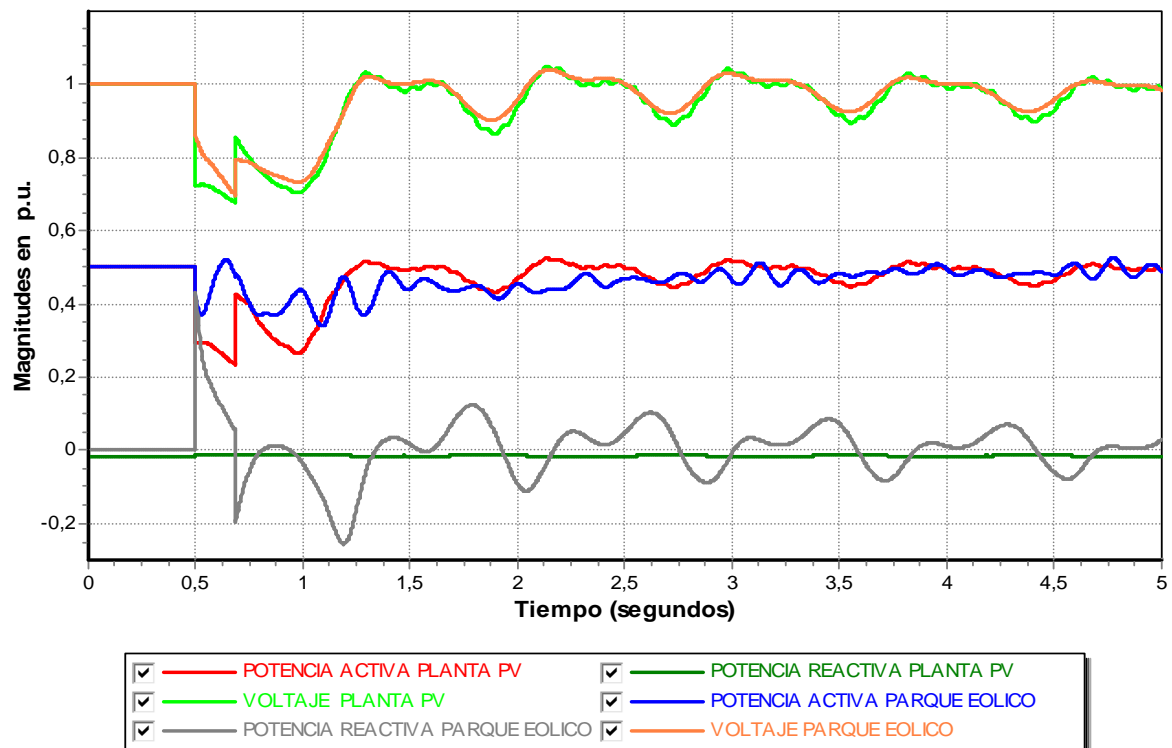


Figura 4.45. Voltaje, potencia activa y reactiva, para la planta fotovoltaica y el parque eólico.

## 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 5.1 CONCLUSIONES

En este trabajo se estudió y analizó el impacto que representa el emplear generación distribuida, específicamente en la estabilidad transitoria del sistema eléctrico de potencia, el estudio de estabilidad fue realizado en tres redes de prueba, incluyendo en cada una de ellas, la red transmisión y distribución.

Para la primera red de prueba, como generadores de distribución fueron empleados generadores síncronos. Para el estudio de estabilidad se utilizó el modelo clásico de la máquina síncrona. Debido que en el modelado de la red se usó el sistema de potencia y distribución, a manera de corroborar los resultados obtenidos, se realizó un estudio de estabilidad, partiendo del mismo punto de operación anterior a la falla, con tres programas distintos, PSS/E, PST (Power System Toolbox) y un algoritmo elaborado en Fortran 90. Siendo satisfactorios los resultados.

El análisis que se llevo a cabo, fue a través de la obtención de los tiempos críticos de liberación, los cuales se obtuvieron aplicando una falla trifásica en un nodo y sacando línea al término de la falla. La misma falla se aplicó con distintos niveles de penetración, teniendo como nivel de penetración mínimo 0% y 18% como máximo, Los resultados que estos arrojaron fue un decrecimiento en el tiempo crítico a cualquier nivel de penetración comparándolo con 0%.

Con la segunda red de prueba, se utilizó el modelo con controles de la máquina síncrona, en esta red al igual que en la primera, se emplearon distintos niveles de penetración teniendo como mínimo 0% y 34.64% como máximo. Los estudios fueron realizados únicamente en PSS/E y aplicando los mismos criterios de falla, para la obtención de los tiempos críticos y se realizó la comparación para cada nivel de penetración, obteniendo nuevamente un decrecimiento en el tiempo crítico de liberación.

Se efectuó la comparación de los distintos modelos de carga, empleados para estabilidad: admitancia constante, corriente constante y potencia constante, obteniendo un mejor resultado en cuanto al tiempo crítico de liberación, cuando se utilizo el modelo de corriente constante, al utilizar el modelo de potencia constante en la totalidad de la carga, el sistema no convergía debido a que presentaba inestabilidad de tensión. De igual forma se realizaron estudios con 70% corriente constante y 30% impedancia constante, que es el que se emplea por los analistas en México.

También se utilizó otro tipo de contingencia diferente de la falla trifásica, se aplicó la pérdida súbita de generación, de tal manera que la pérdida de generación se diera proporcionalmente de acuerdo a los índices de penetración; es decir la pérdida súbita de generación únicamente se realizó con generación distribuida. Para cada uno de los casos de pérdida súbita de generación, el sistema se comportó en forma estable.



Para la última red de prueba se empleó el modelo con controles de la máquina síncrona y se agregó una planta fotovoltaica, empleando en el sistema un nivel de penetración del 44.95%, nuevamente se obtuvo que el tiempo crítico de liberación decreció respecto al nivel de penetración anterior.

Por último se llevó a cabo una modificación a esta última red, remplazando la planta fotovoltaica por un equivalente de un parque eólico el cual generaba la misma potencia que la planta fotovoltaica, por lo que el nivel de penetración era el mismo, sabiendo esto, se compararon los tiempos críticos con los obtenidos con la planta fotovoltaica, dando como resultado un incremento en los mismos.

El efecto en los tiempos críticos de liberación es influenciado directamente por la potencia que es generada a través de la generación distribuida ya que a medida que esta se incrementa los tiempos críticos tienden a decrecer, lo cual es provocado principalmente por la inercia aportada por los generadores distribuidos que aunque en conjunto generan una cantidad importante de energía, la inercia que aportan al sistema es poca comparada con la que aportaría una central o varias centrales con la misma capacidad. Este efecto se pudo observar de mejor manera en el sistema con la planta fotovoltaica y el parque eólico, ya que en estos dos se tenía el mismo nivel de penetración (44.95%), pero los tiempos críticos de liberación para cada caso fueron distintos, y esto se debió a que la planta fotovoltaica no aportaba inercia al sistema, mientras que el parque eólico si lo hacía.

Para finalizar se puede afirmar que la incursión de generación distribuida en los sistemas eléctricos, tiene un efecto significativo en la estabilidad transitoria y este se da en mayor medida conforme el nivel de penetración se incrementa.

## **5.2 APORTACIONES**

Se describieron los diversos tipos de generación distribuida, las capacidades de generación de las mismas, así como el nivel de tensión al cual son interconectadas a la red. Se presentaron los modelos para estudios de estabilidad, de los generadores de distribución más comúnmente utilizados en la industria eléctrica.

Se utilizaron redes de prueba, en el cual se modeló la red de potencia y distribución, se realizaron estudios de flujo de potencia, obteniendo resultados satisfactorios y comprobando así que es posible implementar en conjunto estos dos sistemas con un mismo método de solución.

Se implementó un programa en Fortran 90, para realizar estudios de estabilidad transitoria, el cual emplea el modelo de la máquina síncrona. Los resultados obtenidos con este programa fueron comparados contra los obtenidos en PSS/E y PST, obteniendo resultados satisfactorios y corroborando que se puede emplear la red en la forma planteada en la tesis.

Se comprobó en base a estudios de estabilidad que la incursión de generación distribuida, tiene un efecto negativo en la estabilidad transitoria, incrementándose dicho efecto con forme se incrementa el nivel de penetración.

Durante el desarrollo de esta tesis se publicaron los siguientes artículos:

- Saúl Ramces Sánchez López, Daniel Olguín Salinas (2014). “Impacto de la Generación Distribuida en la Estabilidad Angular Transitoria del Sistema Eléctrico de Potencia”. Vigésimoséptima Reunión Internacional de Verano de Potencia, Aplicaciones Industriales y Exposición Industrial. RVP-AI/2014, del 20 al 26 de julio del 2014, Acapulco Guerrero.
- Saúl Ramces Sánchez López, Daniel Olguín Salinas (2015). “Estudios de Estabilidad Transitoria en Sistemas de Transmisión y Distribución Contemplado el Efecto de Generación Distribuida” (Aceptado). Vigésimo octava Reunión Internacional de Verano de Potencia, Aplicaciones Industriales y Exposición Industrial. RVP-AI/2015, del 19 al 25 de julio del 2015, Acapulco Guerrero.

### **5.3 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS**

- Emplear redes de mayor tamaño, en cuanto al parque de generación y la dimensión de la red, como de transmisión y distribución.
- Implementar más tipos de fuentes de generación distribuida.
- Determinar el efecto de la generación distribuida en la estabilidad de voltaje y de frecuencia.
- Utilizando el mismo modelado de la red (sistema de transmisión y distribución), realizar equivalentes dinámicos, dependiendo la zona en donde se requiera analizar la estabilidad transitoria, es decir: si se requiere realizar el análisis en el sistema de distribución, hacer un equivalente dinámico de la red de transmisión o por el contrario si el análisis se desea realizar en el sistema de transmisión, emplear un equivalente dinámico de la red de distribución.
- Realizar estudios a redes eléctricas en donde la generación distribuida tenga un nivel de penetración mayor a los utilizados en esta tesis y estén representadas por fuentes de energía que no aportan inercia a la red, como las plantas fotovoltaicas.

## REFERENCIAS

- [1] D. Olgúin, Daniel, *“Estudio de Estabilidad Dinámica en Sistemas Multimaquinas”*, Tesis de Maestría, SEPI-ESIME IPN, México D.F. Abril 1976.
- [2] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions (Junio 2003): *“Definition and classification of power system stability”*.
- [3] IEEE Power Engineering Society (1991): *“IEEE Guide for synchronous generator modeling practices in stability studies”*. IEEE Std. 1110-1991, IEEE, Nueva York, N.Y., EUA.
- [4] Kundur, P. *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, EUA, 1994.
- [5] J.G. Slootweg, S.W.H. de Haan, H. Polinder, W.L. Kling, *“Modelling New Generation and Storage Technologies in Power System Dynamics Simulation”*, 2002 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Chicago, IL, USA, July 25, 2002.
- [6] E. N. Azadani, C. Canizares, K. Bhattacharya, *“Modeling and Stability Analysis of Distributed Generation”*, IEEE PES General Meeting, July 2012.
- [7] P. M. Anderson, *Power System Control and Stability*, Iowa University, EUA, 1977.
- [8] M. K. Donnelly, J. E. Dagle, D. J. Trudnowski, and G. J. Rogers, *“Impacts of the distributed utility on transmission system stability”*, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, pp. 741–746, May 1996.
- [9] M. Reza, J. G. Slootweg, P. H. Schavemaker, E. L. Kling and L. van der Sluis, *“Investigating Impacts of Distributed Generation on Transmission System Stability”*, IEEE Bologna Power Tech Conference, June 23th-26th, Bologna, Italy, 2003.
- [10] P. Aristidou, Th. Van Cutsem, *“Parallel Computing and Localization Techniques for Faster Power System Dynamic Simulations”*, CIGRE Belgium Conference, Innovation for Secure and Efficient Transmission Grids, Brussels, Belgium, March 12-14, 2014.
- [11] F. González-Longatt, C. Fortoul. *“Review of Distributed Generation Concept: Attempt of Unification”*. Proceeding of International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ’05), España, 2005.
- [12] R. Zeballos, M. Vignolo. *“Transmission Networks or Embedded Generation?”*. Proceedings International Association of Science and Technology for Development, IASTED, EUROPES 2001, Greece, June 2001

- [13] S. Hunt and Graham Shuttleworth. *Competition and Choice in Electricity*. John Wiley & Sons, England, 1996.
- [14] G. Andersson Ackermann, L. Söder. “*Distributed generation: a definition*”. *Electric Power Systems Research*, (57):195–204, 2001.
- [15] H. P. Thomas, T. S. Basso, and B. Kroposki. “*Status of the IEEE P1547 Draft Interconnection Standard and Distributed Energy Resources R & D*”. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO 80401, IEEE 2002.
- [16] V. S. Bhadoria, N. S. Pal, V. Shrivastava. “*A review on Distributed Generation Definitions and DG Impacts on Distribution System*”.
- [17] Whole Building Design Guide. Distributed Energy Resources (DER), disponible en línea, <http://www.wbdg.org/resources/der.php>.
- [18] Dondi P., Bayoumi, D., Haederli, C., Julian, D., Suter, M., “*Network Integration of Distributed Power Generation*”, *Journal of Power Sources*, pp. 1–9, 2002.
- [19] “*Impact of Increasing Contribution of Dispersed Generation on the Power System*”, CIGRE study Committee no 37, Final Report, Tech. Rep., 2003.
- [20] CIGRE TF38.01.10, “*Modeling New Forms of Generation and Storage*”, November 2000.
- [21] Anne-Marie Borbely and Jan F. Krieder. *Distributed Generation: the Power Paradigm for the New Millennium*, CRC, 2001.
- [22] Mudathir Funsho Akorede, Hashim Hizam, Edris Pouresmaeil, “*Distributed Energy Resources and Benefits to the Environment*”, ELSEVIER, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (2010) 724–734.
- [23] Francisco Jurado and Jose Ramon Saenz. “*Adaptive Control of a Fuel Cell-Microturbine Hybrid Power Plant*”. *IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION*, Vol. 18, No. 2, June 2003.
- [24] L.M. Hajagos, G.R. Berube, “*Utility Experience with Gas Turbine Testing and Modeling*”.
- [25] Gilberto Enríquez Harper, *Tecnologías de Generación de Energía Eléctrica*, Limusa, México, 2011.
- [26] J. F. Manwell, J. G. McGowan, A. L. Rogers. *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*, Wiley, second edition, 2009.

- [27] Johannes Gerlof Slootweg. "*Wind Power Modelling and Impact on Power System Dynamics*", Tesis Doctoral, 2003.
- [28] Thomas Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, John Wiley & Sons, England, 2005.
- [29] Cuaderno de aplicaciones técnicas No. 10: Plantas Fotovoltaicas, ABB.
- [30] Francisco González-Longatt, Cesar Peraza, Carlos Villanueva. "*Comportamiento Dinámico de Plantas de Celdas de Combustible: Ambiente Distribuido*", REVISTA INGENIERÍA UC. Vol. 11, No. 3, 33-40, 2004.
- [31] F. Gonzalez-Longatt, A. Hernandez, F. Guillen<sup>1</sup> and C. Fortoul, "*Load Following Function of Fuel Cell Plant in Distributed Environment*".
- [32] Abraham Gebregergis, Pragasen Pillay, Debangsu Bhattacharyya, and Raghunathan Rengaswemy. "*Solid Oxide Fuel Cell Modeling*". IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 56, No. 1, January 2009.
- [33] Rioji Anahara, Sumio Yokokawa and Masahiro Sakurai. "*Present Status and Future Prospects for Fuel Cell Power Systems*". Proceedings of the IEEE. Vol 81. No 3, March 1993.
- [34] H.D. Chiang, "*A Decoupled Load Flow Method for Distribution Power Networks: Algorithms, Analysis and Convergence Study*". *Electrical Power & Energy Systems*, Vol.13, No.3, pp.130-138, 1991.
- [35] D.Das, H.S Nagi and D.P. Kothari. "*Novel Method for solving radial distribution networks*". Proceedings IEEE Part C, Vol.141, No.4, pp.291-298, 1991.
- [36] R. T. Bhimarasetti and A. Kumar, "*A New Contribution to Distribution Load Flow Analysis for Radial and Mesh Distribution Systems*". IEEE Sixth International Conference on Computational Intelligence and Communication Networks, 14-16 November 2014, Bhopal, MP, India .
- [37] K. Balamurugan and Dipti Srinivasan. "*Review of Power Flow Studies on Distribution Network with Distributed Generation*", IEEE PEDS 2011, Singapore, 5 - 8 December 2011.
- [38] C.S Cheng and D. Shirmohammadi. "*A three-phase Power Flow Method for Real-Time Distribution System Analysis*". IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 10. No. 2. pp. 671 679, 1995.
- [39] J. H. Teng. "*A Network-Topology Based Three-Phase Load Flow for Distribution Systems*". Proceedings of National Science Council ROC (A), vol.24, No.4, pp.259-264, 2000.

- [40] W. H. Kersting. *Distribution System Modeling and Analysis*, CRC Press, 2002.
- [41] Alfonso Jara Morales (2011). "Estudio de Flujos de Potencia y de Cortocircuito en Sistemas de Distribución de Media Tensión Incorporando Generación Distribuida". Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica presentada el 08 de diciembre del 2011 en la SEPIESIME- Zacatenco, IPN.
- [42] Paul C. Krause, Oleg Wasynczuk and Scott D. Sudhoff, "Analysis of Electric Machinery and Drive System. John While and Sons, 2002.
- [43] D. Ruiz, D. Olguín, Modelos Matemáticos de la Máquina de Inducción para Estudios de Flujos de Potencia y Estabilidad a Grandes Disturbios, Reporte Interno No. SEPI-IE95-04, ESIME México, Abril, 1995.
- [44] Minoru Javier Ishijara Miyaki (2010). "Modelos Simplificados de Aerogeneradores de Inducción para Estudios de Estabilidad a Corto Plazo de Sistemas Eléctricos de Potencia". Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica presentada el 19 de Noviembre del 2010 en la SEPIESIME- Zacatenco, IPN.
- [45] Francisco González-Longatt (2008). "Impacto de la Generación Distribuida en el Comportamiento de los Sistemas de Potencia". Tesis para obtener el grado de Doctor en Ciencias de la Ingeniería, Caracas, Junio, 2008.
- [46] O. Wasynczuk and N. A. Anwah, "Modeling and dynamic performance of a self-commutated photovoltaic inverter system", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Volume: 4, Issue: 3, Page(s): 322 - 328, 1989.
- [47] Francisco González-Longatt, "Modelado y Desempeño Dinámico de un Sistema de Inversor para Fuentes de Generación Distribuida", 1er Congreso Iberoamericano de Estudiantes de Ingeniería Eléctrica (I Cibelec 2004).
- [48] S. Li, K. Tomsovic and T. Hiyama, "Load Following Functions Using Distributed Energy Resource", *Power Engineering Society Summer Meeting*, 2000. IEEE, Volume: 3, Page(s): 1756-1761.
- [49] José Manuel Mariscal Mariscal (2014). "Aplicación de Criterios de Operación de Plantas Fotovoltaicas en un Sistema de Potencia Aislado". Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica presentada el 15 de Diciembre del 2014 en la SEPIESIME- Zacatenco, IPN.
- [50] PSS/E 32: "Program Application Guide, Volume I", Siemens Power Technologies International, Schenectady, NY, USA, October 2010.

- [51] PSS/E 32: *“Program Application Guide, Volume 2”*, Siemens Power Technologies International, Schenectady, NY, USA, October 2010.
- [52] PSS/E 32: *“Model Library”*, Siemens Power Technologies International, Schenectady, NY, USA, October 2010.

# APÉNDICE A. REDES DE PRUEBA

En este apéndice se describirán cada una de las redes de prueba utilizadas, en esta tesis.

## Apéndice A.1 Red de distribución de 28 nodos

En la figura A.1 se muestra la red de de distribución de 28 nodos obtenida de [35], la red es radial cuenta con 28 nodo, de los cuales 27 tienen carga, el bus 1 es considerado el nodo raíz.

Tabla A.1. Datos de impedancia y cargas de la red de 28 nodos.

# RAMA	NODO DE		R( $\Omega$ )	X( $\Omega$ )	CARGA (NODO DE RECEPCIÓN)	
	ENVIO	RECEPCIÓN			P(kW)	Q(kVAR)
1	1	2	1.197	0.82	35.28	35.9928
2	2	3	1.796	1.231	14	14.2829
3	3	4	1.306	0.895	35.28	35.9928
4	4	5	1.851	1.268	14	14.2829
5	5	6	1.524	1.044	35.28	35.9928
6	6	7	1.905	1.305	35.28	35.9928
7	7	8	1.197	0.82	35.28	35.9928
8	8	9	0.653	0.447	14	14.2829
9	9	10	1.143	0.783	14	14.2829
10	4	11	2.823	1.172	56	57.1314
11	11	12	1.184	0.491	35.28	35.9928
12	12	13	1.002	0.416	35.28	35.9928
13	13	14	0.455	0.189	14	14.2829
14	14	15	0.546	0.227	35.28	35.9928
15	5	16	2.55	1.058	35.28	35.9928
16	6	17	1.366	0.567	8.96	9.1410
17	17	18	0.819	0.34	8.96	9.1410
18	18	19	1.548	0.642	35.28	35.9928
19	19	20	1.366	0.567	35.28	35.9928
20	20	21	3.552	1.474	14	14.2829
21	7	22	1.548	0.642	35.28	35.9928
22	22	23	1.092	0.453	8.96	9.1410
23	23	24	0.91	0.378	56	57.1314
24	24	25	0.455	0.189	8.96	9.1410
25	25	26	0.364	0.151	35.28	35.9928
26	8	27	0.546	0.226	35.28	35.9928
27	27	28	0.273	0.113	35.28	35.9928



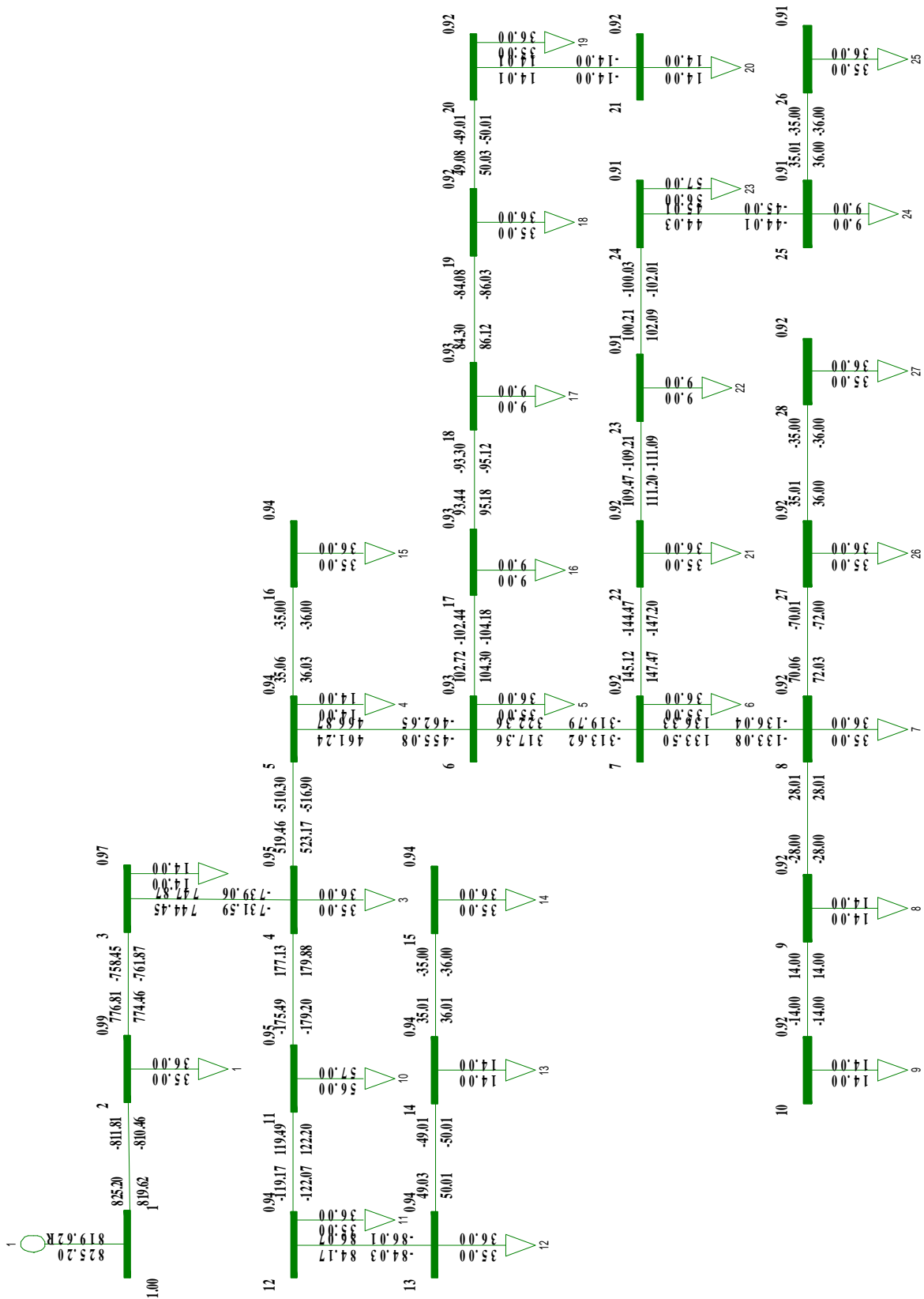


Figura A.1. Diagrama unifilar de la red de 28 nodos.

## Apéndice A.2 Red de prueba Anderson modificado 1

En la figura A.2 es mostrada la red de prueba Anderson modificado 1, la cual está conformada por 103 nodos, 15 generadores y tiene una demanda de 315 MW de potencia activa y 115 MVAR de potencia reactiva. A continuación son mostrados los elementos de la red como; generadores, cargas, líneas, transformadores.

Tabla A. 2. Datos de los generadores.

ELE.	NODO	PG (MW)	H (s)	Xd (p.u.)	Xq (p.u.)	X'd (p.u.)	X'q (p.u.)	T'd0 (s)	T'q0 (s)	MVA BASE
G1	1	---	23.64	0.146	0.0969	0.0608	0.0969	8.96	0.31	100
G2	2	163	6.4	0.895	0.8645	0.1198	0.1969	6	0.535	100
G3	3	85	3.01	1.3125	1.2578	0.1813	0.25	5.89	0.6	100
G4	92	11.25	0.3504	1.79	1.0092	0.33	0.2397	6.288	0.03	12.5
G5	93	3.6	0.266	1.334	0.837	0.335	0.3	2.72	0.023	4
G6	94	3.6	0.266	1.334	0.837	0.335	0.3	2.72	0.023	4
G7	95	3.6	0.266	1.334	0.837	0.335	0.3	2.72	0.023	4
G8	96	11.25	0.3504	1.79	1.0092	0.33	0.2397	6.288	0.03	12.5
G9	97	3.6	0.266	1.334	0.837	0.335	0.3	2.72	0.023	4
G10	98	3.6	0.266	1.334	0.837	0.335	0.3	2.72	0.023	4
G11	99	3.6	0.266	1.334	0.837	0.335	0.3	2.72	0.023	4
G12	100	11.25	0.3504	1.79	1.0092	0.33	0.2397	6.288	0.03	12.5
G13	101	3.6	0.266	1.334	0.837	0.335	0.3	2.72	0.023	4
G14	102	3.6	0.266	1.334	0.837	0.335	0.3	2.72	0.023	4
G15	103	3.6	0.266	1.334	0.837	0.335	0.3	2.72	0.023	4

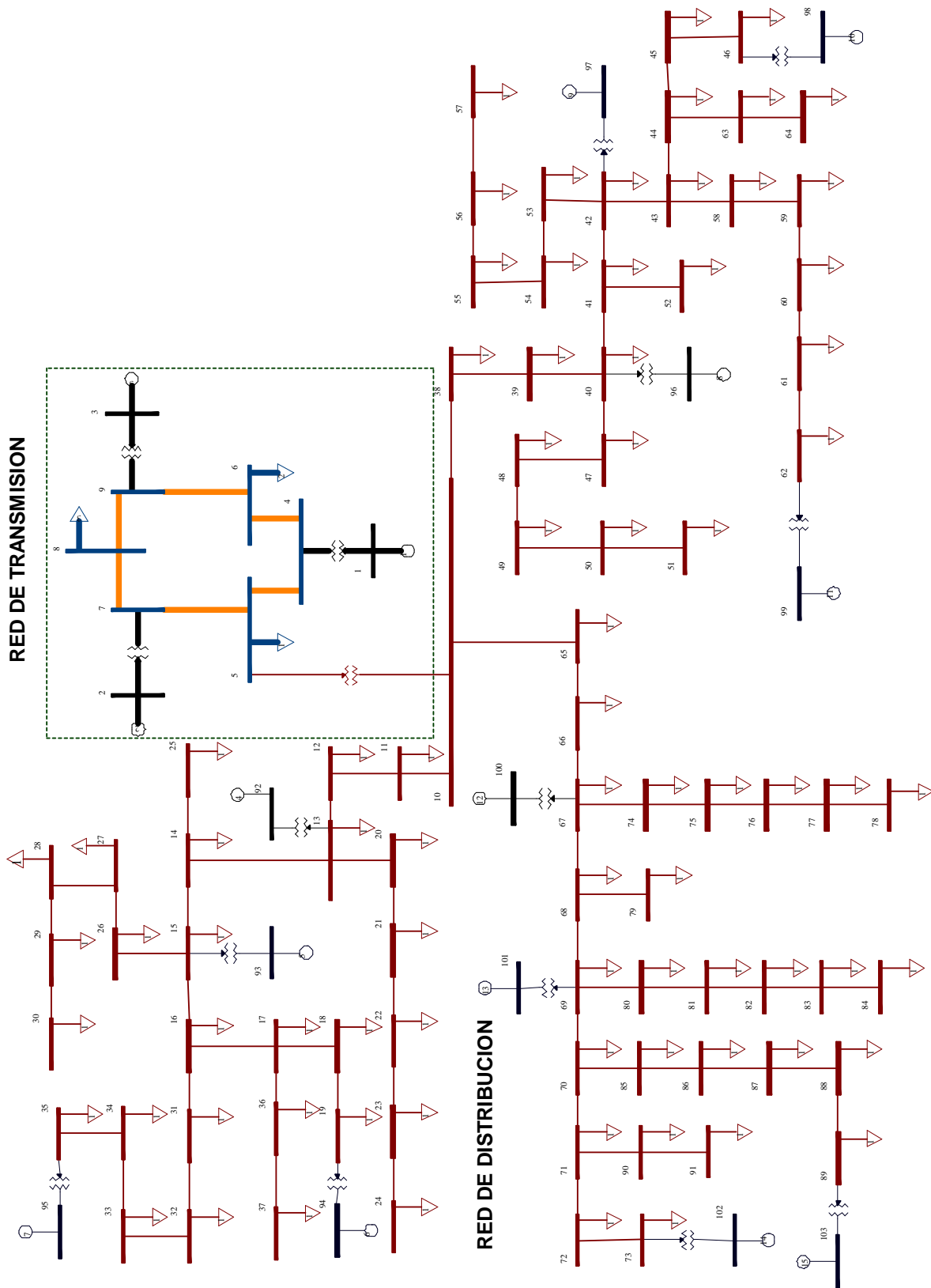


Figura A. 2. Diagrama unifilar de la red de prueba Anderson modificado 1.

Tabla A. 3. Impedancia serie, red de prueba Anderson modificado 1.

No. DE ELEMENTO	NODO DE		DESCRIPCIÓN	R(p.u.)	X(p.u.)	B(p.u.)
	ENVIO	RECEPCION				
1	4	5	Línea	0.01	0.085	0.176
2	4	6	Línea	0.017	0.092	0.158
3	5	7	Línea	0.032	0.161	0.306
4	6	9	Línea	0.039	0.17	0.358
5	7	8	Línea	0.0085	0.072	0.149
6	8	9	Línea	0.0119	0.1008	0.209
7	10	11	Línea	0.32975	0.22590	0
8	10	38	Línea	0.32975	0.22590	0
9	10	65	Línea	0.32975	0.22590	0
10	11	12	Línea	0.49477	0.33912	0
11	12	13	Línea	0.35978	0.24656	0
12	13	14	Línea	0.50992	0.34931	0
13	13	20	Línea	0.77769	0.32287	0
14	14	15	Línea	0.41983	0.28760	0
15	14	25	Línea	0.70248	0.29146	0
16	15	16	Línea	0.52479	0.35950	0
17	15	26	Línea	0.37631	0.15620	0
18	16	17	Línea	0.32975	0.22590	0
19	16	31	Línea	0.42645	0.17686	0
20	17	18	Línea	0.17989	0.21314	0
21	17	36	Línea	0.15041	0.06226	0
22	18	19	Línea	0.31488	0.21570	0
23	20	21	Línea	0.32617	0.13526	0
24	21	22	Línea	0.27603	0.11460	0
25	22	23	Línea	0.12534	0.05207	0
26	23	24	Línea	0.15041	0.06253	0
27	26	27	Línea	0.22562	0.09366	0
28	27	28	Línea	0.42645	0.17686	0
29	28	29	Línea	0.37631	0.15620	0
30	29	30	Línea	0.97851	0.40606	0
31	31	32	Línea	0.30083	0.12479	0
32	32	33	Línea	0.25069	0.10413	0
33	33	34	Línea	0.12534	0.05207	0
34	34	35	Línea	0.10028	0.04160	0
35	36	37	Línea	0.07521	0.03113	0
36	38	39	Línea	0.49477	0.33912	0
37	39	40	Línea	0.35978	0.24656	0

Tabla A.3. Impedancia serie, red de prueba Anderson modificado 1 (continuación).

No. DE ELEMENTO	NODO DE		DESCRIPCIÓN	R(p.u.)	X(p.u.)	B(p.u.)
	ENVIO	RECEPCION				
38	40	41	Línea	0.50992	0.34931	0
39	40	47	Línea	0.77769	0.32287	0
40	41	42	Línea	0.41983	0.28760	0
41	41	52	Línea	0.70248	0.29146	0
42	42	43	Línea	0.52479	0.35950	0
43	42	53	Línea	0.37631	0.15620	0
44	43	44	Línea	0.32975	0.22590	0
45	43	58	Línea	0.42645	0.17686	0
46	44	45	Línea	0.17989	0.21314	0
47	44	63	Línea	0.15041	0.06226	0
48	45	46	Línea	0.31488	0.21570	0
49	47	48	Línea	0.32617	0.13526	0
50	48	49	Línea	0.27603	0.11460	0
51	49	50	Línea	0.12534	0.05207	0
52	50	51	Línea	0.15041	0.06253	0
53	53	54	Línea	0.22562	0.09366	0
54	54	55	Línea	0.42645	0.17686	0
55	55	56	Línea	0.37631	0.15620	0
56	56	57	Línea	0.97851	0.40606	0
57	58	59	Línea	0.30083	0.12479	0
58	59	60	Línea	0.25069	0.10413	0
59	60	61	Línea	0.12534	0.05207	0
60	61	62	Línea	0.10028	0.04160	0
61	63	64	Línea	0.07521	0.03113	0
62	65	66	Línea	0.49477	0.33912	0
63	66	67	Línea	0.35978	0.24656	0
64	67	68	Línea	0.50992	0.34931	0
65	67	74	Línea	0.77769	0.32287	0
66	68	69	Línea	0.41983	0.28760	0
67	68	79	Línea	0.70248	0.29146	0
68	69	70	Línea	0.52479	0.35950	0
69	69	80	Línea	0.37631	0.15620	0
70	70	71	Línea	0.32975	0.22590	0
71	70	85	Línea	0.42645	0.17686	0
72	71	72	Línea	0.17989	0.21314	0
73	71	90	Línea	0.15041	0.06226	0
74	72	73	Línea	0.31488	0.21570	0

Tabla A.3. Impedancia serie, red de prueba Anderson modificado 1 (continuación).

No. DE ELEMENTO	NODO DE		DESCRIPCIÓN	R(p.u.)	X(p.u.)	B(p.u.)
	ENVIO	RECEPCION				
75	74	75	Línea	0.32617	0.13526	0
76	75	76	Línea	0.27603	0.11460	0
77	76	77	Línea	0.12534	0.05207	0
78	77	78	Línea	0.15041	0.06253	0
79	80	81	Línea	0.22562	0.09366	0
80	81	82	Línea	0.42645	0.17686	0
81	82	83	Línea	0.37631	0.15620	0
82	83	84	Línea	0.97851	0.40606	0
83	85	86	Línea	0.30083	0.12479	0
84	86	87	Línea	0.25069	0.10413	0
85	87	88	Línea	0.12534	0.05207	0
86	88	89	Línea	0.10028	0.04160	0
87	90	91	Línea	0.07521	0.03113	0
88	1	4	TR	0	0.0576	0
89	2	7	TR	0	0.0625	0
90	3	9	TR	0	0.0586	0
91	5	10	TR	0	0.25	0
92	92	13	TR	0.1333	0.5333	0
93	93	15	TR	0.2	1.6	0
94	94	19	TR	0.2	1.6	0
95	95	35	TR	0.2	1.6	0
96	96	40	TR	0.1333	0.5333	0
97	97	42	TR	0.2	1.6	0
98	98	46	TR	0.2	1.6	0
99	99	62	TR	0.2	1.6	0
100	100	67	TR	0.1333	0.5333	0
101	101	69	TR	0.2	1.6	0
102	102	73	TR	0.2	1.6	0
103	103	89	TR	0.2	1.6	0

Tabla A.4. Cargas, red de prueba Anderson modificado 1.

NODO	PL(MW)	QL(MVAR)	NODO	PL(MW)	QL(MVAR)
5	77.75	32.851	50	0.29	0.105
6	90	30	51	0.73	0.265
8	100	35	52	0.73	0.265
11	0.73	0.265	53	0.185	0.067
12	0.29	0.105	54	0.185	0.067
13	0.73	0.265	55	0.73	0.265
14	0.29	0.105	56	0.73	0.265
15	0.73	0.265	57	0.29	0.105
16	0.73	0.265	58	0.73	0.265
17	0.73	0.265	59	0.185	0.067
18	0.29	0.105	60	1.159	0.421
19	0.29	0.105	61	0.185	0.067
20	1.159	0.421	62	0.73	0.265
21	0.73	0.265	63	0.73	0.265
22	0.73	0.265	64	0.73	0.265
23	0.29	0.105	65	0.73	0.265
24	0.73	0.265	66	0.29	0.105
25	0.73	0.265	67	0.73	0.265
26	0.185	0.067	68	0.29	0.105
27	0.185	0.067	69	0.73	0.265
28	0.73	0.265	70	0.73	0.265
29	0.73	0.265	71	0.73	0.265
30	0.29	0.105	72	0.29	0.105
31	0.73	0.265	73	0.29	0.105
32	0.185	0.067	74	1.159	0.421
33	1.159	0.421	75	0.73	0.265
34	0.185	0.067	76	0.73	0.265
35	0.73	0.265	77	0.29	0.105
36	0.73	0.265	78	0.73	0.265
37	0.73	0.265	79	0.73	0.265
38	0.73	0.265	80	0.185	0.067
39	0.29	0.105	81	0.185	0.067
40	0.73	0.265	82	0.73	0.265
41	0.29	0.105	83	0.73	0.265
42	0.73	0.265	84	0.29	0.105
43	0.73	0.265	85	0.73	0.265
44	0.73	0.265	86	0.185	0.067
45	0.29	0.105	87	1.159	0.421
46	0.29	0.105	88	0.185	0.067

Tabla A.4. Cargas, red de prueba Anderson modificado 1 (continuación).

NODO	PL(MW)	QL(MVAR)	NODO	PL(MW)	QL(MVAR)
47	1.159	0.421	89	0.73	0.265
48	0.73	0.265	90	0.73	0.265
49	0.73	0.265	91	0.73	0.265

### Apéndice A.3 Red de prueba Anderson modificado 2

En la figura A.3 es mostrada la red de prueba Anderson modificado 2, la red está conformada por 189 nodos, 48 generadores y maneja una demanda de 485.127 MW de potencia activa y 127.042 MVAR de potencia reactiva. Los datos para cada una de las líneas, generadores y transformadores se encuentran descritos a continuación.

Tabla A.5. Datos de los generadores.

ELE.	NODO	PG (MW)	H (s)	X <sub>d</sub> (p.u.)	X <sub>q</sub> (p.u.)	X' <sub>d</sub> (p.u.)	X' <sub>q</sub> (p.u.)	T'd0	T'qo	MVA MASE
G1	1	-----	23.64	0.146	0.0969	0.0608	0.0969	8.96	0.31	100
G2	2	150	6.4	0.895	0.8645	0.1198	0.1969	6	0.535	100
G3	3	85	3.01	1.3125	1.2578	0.1813	0.25	5.89	0.6	100
G4	145	11.25	0.3504	1.79	1.0092	0.33	0.2397	6.288	0.03	12.5
G5	146	3.6	0.266	1.334	0.837	0.335	0.3	2.72	0.023	4
G6	147	1.44	0.3504	1.192	0.687	0.185	0.162	3.712	0.0185	1.6
G7	148	0.945	0.3506	2.656	2.52	0.136	0.105	3.3997	0.0285	1.05
G8	149	1.44	0.3504	1.192	0.687	0.185	0.162	3.712	0.0185	1.6
G9	150	11.25	0.3504	1.79	1.0092	0.33	0.2397	6.288	0.03	12.5
G10	151	3.6	0.266	1.334	0.837	0.335	0.3	2.72	0.023	4
G11	152	1.44	0.3504	1.192	0.687	0.185	0.162	3.712	0.0185	1.6
G12	153	0.945	0.3506	2.656	2.52	0.136	0.105	3.3997	0.0285	1.05
G13	154	1.44	0.3504	1.192	0.687	0.185	0.162	3.712	0.0185	1.6
G14	155	11.25	0.3504	1.79	1.0092	0.33	0.2397	6.288	0.03	12.5
G15	156	3.6	0.266	1.334	0.837	0.335	0.3	2.72	0.023	4
G16	157	1.44	0.3504	1.192	0.687	0.185	0.162	3.712	0.0185	1.6
G17	158	0.945	0.3506	2.656	2.52	0.136	0.105	3.3997	0.0285	1.05
G18	159	1.44	0.3504	1.192	0.687	0.185	0.162	3.712	0.0185	1.6
G19	160	11.25	0.3504	1.79	1.0092	0.33	0.2397	6.288	0.03	12.5
G20	161	3.6	0.266	1.334	0.837	0.335	0.3	2.72	0.023	4
G21	162	1.44	0.3504	1.192	0.687	0.185	0.162	3.712	0.0185	1.6



Tabla A.5. Datos de los generadores (continuación).

ELE.	NODO	PG (MW)	H(s)	X <sub>d</sub> (p.u.)	X <sub>q</sub> (p.u.)	X' <sub>d</sub> (p.u.)	X' <sub>q</sub> (p.u.)	T' <sub>d0</sub>	T' <sub>q0</sub>	MVA MASE
G22	163	0.945	0.3506	2.656	2.52	0.136	0.105	3.3997	0.0285	1.05
G23	164	1.44	0.3504	1.192	0.687	0.185	0.162	3.712	0.0185	1.6
G24	165	11.25	0.3504	1.79	1.0092	0.33	0.2397	6.288	0.03	12.5
G25	166	3.6	0.266	1.334	0.837	0.335	0.3	2.72	0.023	4
G26	167	1.44	0.3504	1.192	0.687	0.185	0.162	3.712	0.0185	1.6
G27	168	0.945	0.3506	2.656	2.52	0.136	0.105	3.3997	0.0285	1.05
G28	169	1.44	0.3504	1.192	0.687	0.185	0.162	3.712	0.0185	1.6
G29	170	11.25	0.3504	1.79	1.0092	0.33	0.2397	6.288	0.03	12.5
G30	171	3.6	0.266	1.334	0.837	0.335	0.3	2.72	0.023	4
G31	172	1.44	0.3504	1.192	0.687	0.185	0.162	3.712	0.0185	1.6
G32	173	0.945	0.3506	2.656	2.52	0.136	0.105	3.3997	0.0285	1.05
G33	174	1.44	0.3504	1.192	0.687	0.185	0.162	3.712	0.0185	1.6
G34	175	11.25	0.3504	1.79	1.0092	0.33	0.2397	6.288	0.03	12.5
G35	176	3.6	0.266	1.334	0.837	0.335	0.3	2.72	0.023	4
G36	177	1.44	0.3504	1.192	0.687	0.185	0.162	3.712	0.0185	1.6
G37	178	0.945	0.3506	2.656	2.52	0.136	0.105	3.3997	0.0285	1.05
G38	179	1.44	0.3504	1.192	0.687	0.185	0.162	3.712	0.0185	1.6
G39	180	11.25	0.3504	1.79	1.0092	0.33	0.2397	6.288	0.03	12.5
G40	181	3.6	0.266	1.334	0.837	0.335	0.3	2.72	0.023	4
G41	182	1.44	0.3504	1.192	0.687	0.185	0.162	3.712	0.0185	1.6
G42	183	0.945	0.3506	2.656	2.52	0.136	0.105	3.3997	0.0285	1.05
G43	184	1.44	0.3504	1.192	0.687	0.185	0.162	3.712	0.0185	1.6
G44	185	11.25	0.3504	1.79	1.0092	0.33	0.2397	6.288	0.03	12.5
G45	186	3.6	0.266	1.334	0.837	0.335	0.3	2.72	0.023	4
G46	187	1.44	0.3504	1.192	0.687	0.185	0.162	3.712	0.0185	1.6
G47	188	0.945	0.3506	2.656	2.52	0.136	0.105	3.3997	0.0285	1.05
G48	189	1.44	0.3504	1.192	0.687	0.185	0.162	3.712	0.0185	1.6

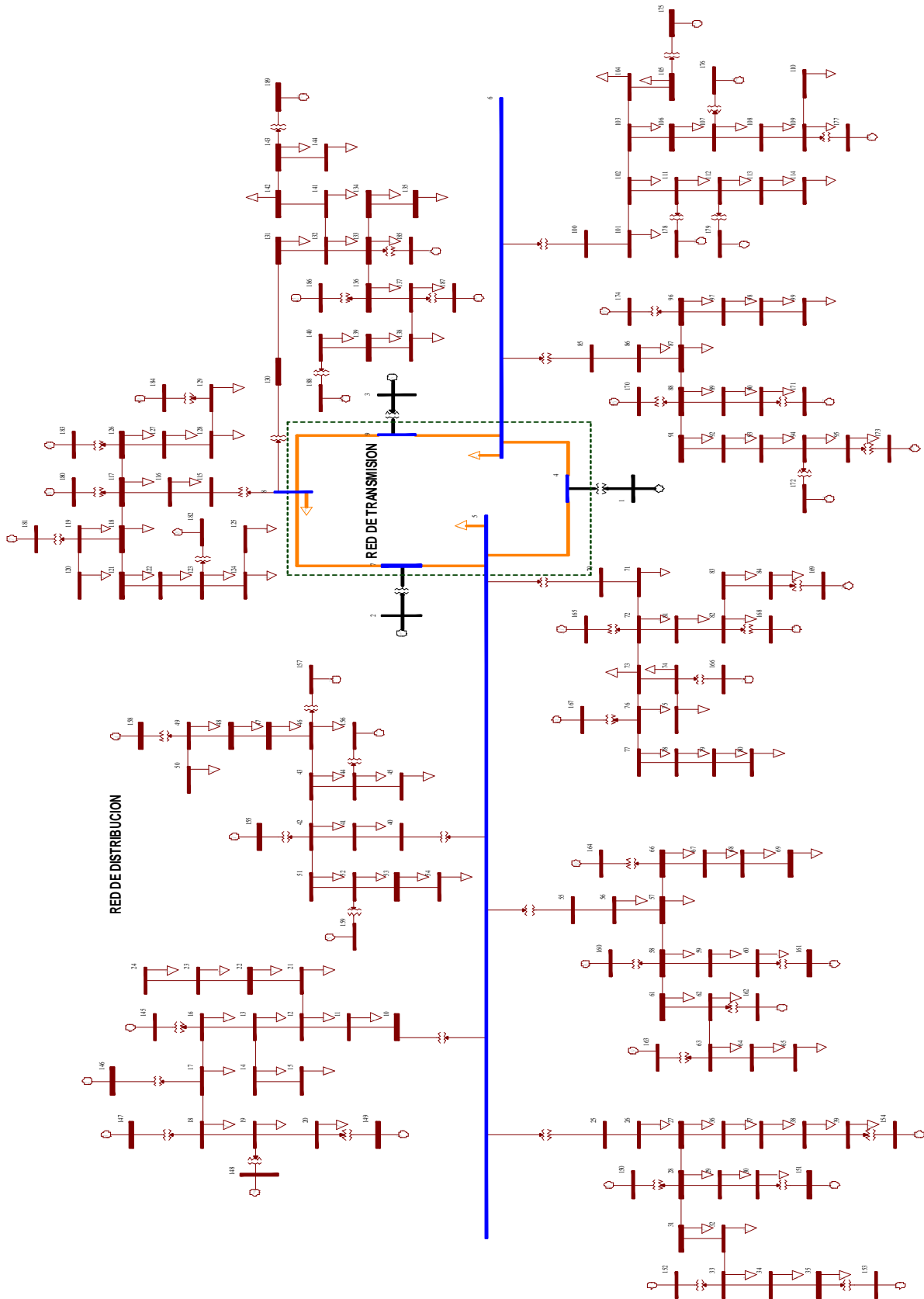


Figura A. 3. Diagrama unifilar de la red de prueba Anderson modificado 2.

Tabla A. 6. Impedancia serie, red de prueba Anderson modificado 2.

NODO DE		R(p.u.)	X(p.u.)	B(p.u.)	NODO DE		R(p.u.)	X(p.u.)	B(p.u.)
ENV.	REC.				ENV.	REC.			
4	5	0.01	0.085	0.176	73	74	0.019283	0.04983	0
4	6	0.017	0.092	0.158	73	76	0.02667	0.123203	0
5	7	0.032	0.161	0.306	74	75	0.047137	0.121823	0
6	9	0.039	0.17	0.358	76	77	0.029997	0.138583	0
7	8	0.0085	0.072	0.149	77	78	0.023333	0.10782	0
8	9	0.0119	0.1008	0.209	78	79	0.01222	0.056467	0
10	11	0.010483	0.25069	0	79	80	0.029997	0.138583	0
11	12	0.0011	0.006163	0	81	82	0.10499	0.27135	0
12	13	0.022223	0.102693	0	82	83	0.132177	0.34328	0
12	21	0.091673	0.423477	0	83	84	0.035367	0.013843	0
13	14	0.019283	0.04983	0	85	86	0.010483	0.25069	0
13	16	0.02667	0.123203	0	86	87	0.0011	0.006163	0
14	15	0.047137	0.121823	0	87	88	0.022223	0.102693	0
16	17	0.029997	0.138583	0	87	96	0.091673	0.423477	0
17	18	0.023333	0.10782	0	88	89	0.019283	0.04983	0
18	19	0.01222	0.056467	0	88	91	0.02667	0.123203	0
19	20	0.029997	0.138583	0	89	90	0.047137	0.121823	0
21	22	0.10499	0.27135	0	91	92	0.029997	0.138583	0
22	23	0.132177	0.34328	0	92	93	0.023333	0.10782	0
23	24	0.035367	0.013843	0	93	94	0.01222	0.056467	0
25	26	0.010483	0.25069	0	94	95	0.029997	0.138583	0
26	27	0.0011	0.006163	0	96	97	0.10499	0.27135	0
27	28	0.022223	0.102693	0	97	98	0.132177	0.34328	0
27	36	0.091673	0.423477	0	98	99	0.035367	0.013843	0
28	29	0.019283	0.04983	0	100	101	0.010483	0.25069	0
28	31	0.02667	0.123203	0	101	102	0.0011	0.006163	0
29	30	0.047137	0.121823	0	102	103	0.022223	0.102693	0
31	32	0.029997	0.138583	0	102	111	0.091673	0.423477	0
32	33	0.023333	0.10782	0	103	104	0.019283	0.04983	0
33	34	0.01222	0.056467	0	103	106	0.02667	0.123203	0
34	35	0.029997	0.138583	0	104	105	0.047137	0.121823	0
36	37	0.10499	0.27135	0	106	107	0.029997	0.138583	0
37	38	0.132177	0.34328	0	107	108	0.023333	0.10782	0
38	39	0.035367	0.013843	0	108	109	0.01222	0.056467	0
40	41	0.010483	0.25069	0	109	110	0.029997	0.138583	0
41	42	0.0011	0.006163	0	111	112	0.10499	0.27135	0
42	43	0.022223	0.102693	0	112	113	0.132177	0.34328	0

Tabla A.6. Impedancia serie, red de prueba Anderson modificado 2 (continuación).

NODO DE		R(p.u.)	X(p.u.)	B(p.u.)	NODO DE		R(p.u.)	X(p.u.)	B(p.u.)
ENV.	REC.				ENV.	REC.			
42	51	0.091673	0.423477	0	113	114	0.035367	0.013843	0
43	44	0.019283	0.04983	0	115	116	0.010483	0.25069	0
43	46	0.02667	0.123203	0	116	117	0.0011	0.006163	0
44	45	0.047137	0.121823	0	117	118	0.022223	0.102693	0
46	47	0.029997	0.138583	0	117	126	0.091673	0.423477	0
47	48	0.023333	0.10782	0	118	119	0.019283	0.04983	0
48	49	0.01222	0.056467	0	118	121	0.02667	0.123203	0
49	50	0.029997	0.138583	0	119	120	0.047137	0.121823	0
51	52	0.10499	0.27135	0	121	122	0.029997	0.138583	0
52	53	0.132177	0.34328	0	122	123	0.023333	0.10782	0
53	54	0.035367	0.013843	0	123	124	0.01222	0.056467	0
55	56	0.010483	0.25069	0	124	125	0.029997	0.138583	0
56	57	0.0011	0.006163	0	126	127	0.10499	0.27135	0
57	58	0.022223	0.102693	0	127	128	0.132177	0.34328	0
57	66	0.091673	0.423477	0	128	129	0.035367	0.013843	0
58	59	0.019283	0.04983	0	130	131	0.010483	0.25069	0
58	61	0.02667	0.123203	0	131	132	0.0011	0.006163	0
59	60	0.047137	0.121823	0	132	133	0.022223	0.102693	0
61	62	0.029997	0.138583	0	132	141	0.091673	0.423477	0
62	63	0.023333	0.10782	0	133	134	0.019283	0.04983	0
63	64	0.01222	0.056467	0	133	136	0.02667	0.123203	0
64	65	0.029997	0.138583	0	134	135	0.047137	0.121823	0
66	67	0.10499	0.27135	0	136	137	0.029997	0.138583	0
67	68	0.132177	0.34328	0	137	138	0.023333	0.10782	0
68	69	0.035367	0.013843	0	138	139	0.01222	0.056467	0
70	71	0.010483	0.25069	0	139	140	0.029997	0.138583	0
71	72	0.0011	0.006163	0	141	142	0.10499	0.27135	0
72	73	0.022223	0.102693	0	142	143	0.132177	0.34328	0
72	81	0.091673	0.423477	0	143	144	0.035367	0.013843	0

Tabla A. 7. Cargas, red de prueba Anderson modificado 2

NODO	PL (MW)	QL (MVAR)	NODO	PL (MW)	QL (MVAR)	NODO	PL (MW)	QL (MVAR)
5	125	50	53	0.483	0.048	99	0.417	0.042
6	90	30	54	0.417	0.042	101	0.624	0.063
8	100	35	56	0.624	0.063	102	1.485	0.153
11	0.624	0.063	57	1.485	0.153	103	2.874	0.294
12	1.485	0.153	58	2.874	0.294	104	1.326	0.135
13	2.874	0.294	59	1.326	0.135	105	0.339	0.036
14	1.326	0.135	60	0.339	0.036	106	1.914	0.198
15	0.339	0.036	61	1.914	0.198	107	0.969	0.099
16	1.914	0.198	62	0.969	0.099	108	0.639	0.066
17	0.969	0.099	63	0.639	0.066	109	0.84	0.087
18	0.639	0.066	64	0.84	0.087	110	6.51	0.066
19	0.84	0.087	65	6.51	0.066	111	0.396	0.042
20	6.51	0.066	66	0.396	0.042	112	0.087	0.009
21	0.396	0.042	67	0.087	0.009	113	0.483	0.048
22	0.087	0.009	68	0.483	0.048	114	0.417	0.042
23	0.483	0.048	69	0.417	0.042	116	0.624	0.063
24	0.417	0.042	71	0.624	0.063	117	1.485	0.153
26	0.624	0.063	72	1.485	0.153	118	2.874	0.294
27	1.485	0.153	73	2.874	0.294	119	1.326	0.135
28	2.874	0.294	74	1.326	0.135	120	0.339	0.036
29	1.326	0.135	75	0.339	0.036	121	1.914	0.198
30	0.339	0.036	76	1.914	0.198	122	0.969	0.099
31	1.914	0.198	77	0.969	0.099	123	0.639	0.066
32	0.969	0.099	78	0.639	0.066	124	0.84	0.087
33	0.639	0.066	79	0.84	0.087	125	6.51	0.066
34	0.84	0.087	80	6.51	0.066	126	0.396	0.042
35	6.51	0.066	81	0.396	0.042	127	0.087	0.009
36	0.396	0.042	82	0.087	0.009	128	0.483	0.048
37	0.087	0.009	83	0.483	0.048	129	0.417	0.042
38	0.483	0.048	84	0.417	0.042	131	0.624	0.063
39	0.417	0.042	86	0.624	0.063	132	1.485	0.153
41	0.624	0.063	87	1.485	0.153	133	2.874	0.294
42	1.485	0.153	88	2.874	0.294	134	1.326	0.135
43	2.874	0.294	89	1.326	0.135	135	0.339	0.036
44	1.326	0.135	90	0.339	0.036	136	1.914	0.198
45	0.339	0.036	91	1.914	0.198	137	0.969	0.099
46	1.914	0.198	92	0.969	0.099	138	0.639	0.066

Tabla A.7. Cargas, red de prueba Anderson modificado 2 (continuación).

NODO	PL (MW)	QL (MVAR)	NODO	PL (MW)	QL (MVAR)	NODO	PL (MW)	QL (MVAR)
47	0.969	0.099	93	0.639	0.066	139	0.84	0.087
48	0.639	0.066	94	0.84	0.087	140	6.51	0.066
49	0.84	0.087	95	6.51	0.066	141	0.396	0.042
50	6.51	0.066	96	0.396	0.042	142	0.087	0.009
51	0.396	0.042	97	0.087	0.009	143	0.483	0.048
52	0.087	0.009	98	0.483	0.048	144	0.417	0.042

Tabla A. 8. Parámetros empleados para el regulador de voltaje IEEE tipo 1, G1 al G3.

KA	TA (s)	KE (s)	TE (s)	KF (s)	TF(s)
20	0.2	1	0.314	0.063	0.35

Tabla A. 9. Parámetros empleados para el regulador de voltaje IEEE tipo 1, G4 al G15.

KA	TR (s)	TF (s)	VIMAX	VIMIN	VAMAX	VAMIN	VRMAX	VRMIN	KLR	ILR
200	0.015	1	6	0	6	0	7	-6.4	4.54	4.4

### Apéndice A.4 Red de prueba Anderson modificado 3

En la figura A.4 es mostrada la red de prueba Anderson modificado 3, la red está conformada por 192 nodos, 48 generadores, una planta fotovoltaica y maneja una demanda de 485.127 MW de potencia activa y 127.042 MVAR de potencia reactiva. Los datos para cada una de las líneas, generadores y transformadores se encuentran descritos a continuación.

Los datos de las líneas, transformadores y generadores son los mismos que fueron mostrados en el apéndice A.3, por lo que únicamente se muestran los datos que fueron agregados.

Tabla A. 10. Impedancia serie y transformadores, red de prueba Anderson modificado 3.

NODO DE		DESCR.	R(p.u.)	X(p.u.)	B(p.u.)
ENV.	REC.				
5	192	TRPV2	0.003	0.1	0
190	191	TRPV1	0.008	0.057	0
191	192	Línea PV	0.015	0.025	0.01

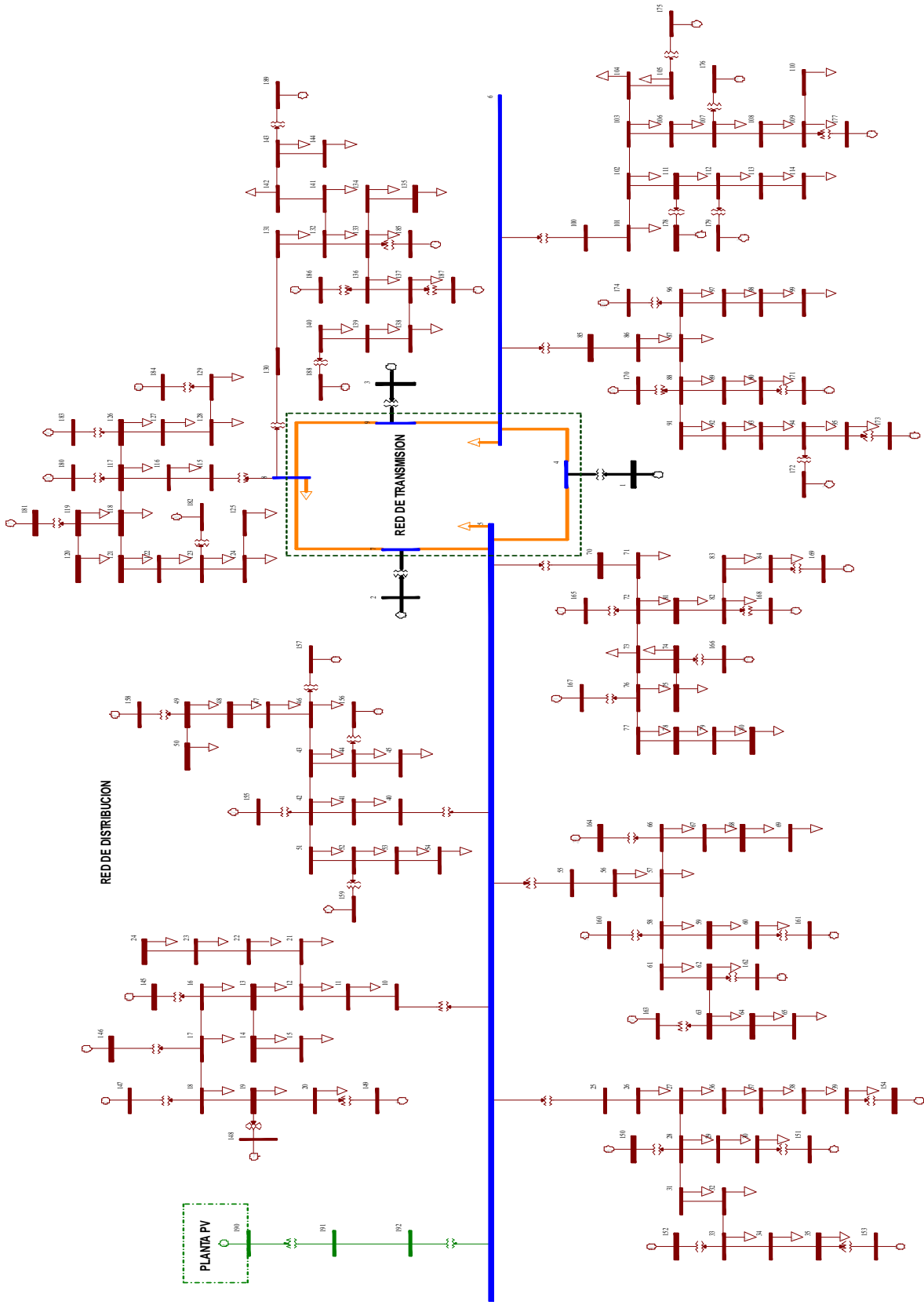


Figura A. 4. Diagrama unifilar de la red de prueba Anderson modificado 3.

Tabla A. 11. Datos de la planta fotovoltaica.

<b>TIQCmd, Converter time constant for IQcmd, second</b>	0.02
<b>TIpCmd, Converter time constant for IPcmd, second</b>	0.02
<b>VLVPL1 - Low Voltage power Logic (LVPL), voltage 1 (pu)</b>	0.4
<b>VLVPL2 - LVPL voltage 2 (pu)</b>	0.9
<b>GLVPL - LVPL gain</b>	1.11
<b>High Voltage reactive Current (HVRC) logic,voltage (pu)</b>	1.2
<b>CURHVRCR - HVRC logic, current (pu)</b>	2
<b>Rlp_LVPL, Rate of active current change</b>	2
<b>T_LVPL, Voltage sensor for LVPL, second</b>	0.02

#### Apéndice A.4.1 Parque eólico

Para el parque eólico se utilizaron los mismos datos empleados para la planta fotovoltaica, en la figura A.5 se muestra el diagrama unifilar en el cual se utiliza el parque eólico.

Tabla A. 12. Datos del equivalente del parque eólico.

<b>XA</b>	0.126
<b>XM</b>	6.8399
<b>X1</b>	0.1808
<b>R_ROT_MACH</b>	0.0044
<b>R_ROT_MAX</b>	0.1099
<b>EI</b>	1
<b>S(E1)</b>	0
<b>E2</b>	1.2
<b>S(E2)</b>	0
<b>POWER_REF_TAB(1)</b>	0
<b>POWER_REF_TAB(2)</b>	0.0217
<b>POWER_REF_TAB(3)</b>	0.8988
<b>POWER_REF_TAB(4)</b>	0.9
<b>POWER_REF_TAB(5)</b>	0.905
<b>SLIP_TAB(1)</b>	0
<b>SLIP_TAB(2)</b>	0.0054
<b>SLIP_TAB(3)</b>	0.02
<b>SLIP_TAB(4)</b>	0.04
<b>SLIP_TAB(5)</b>	0.1



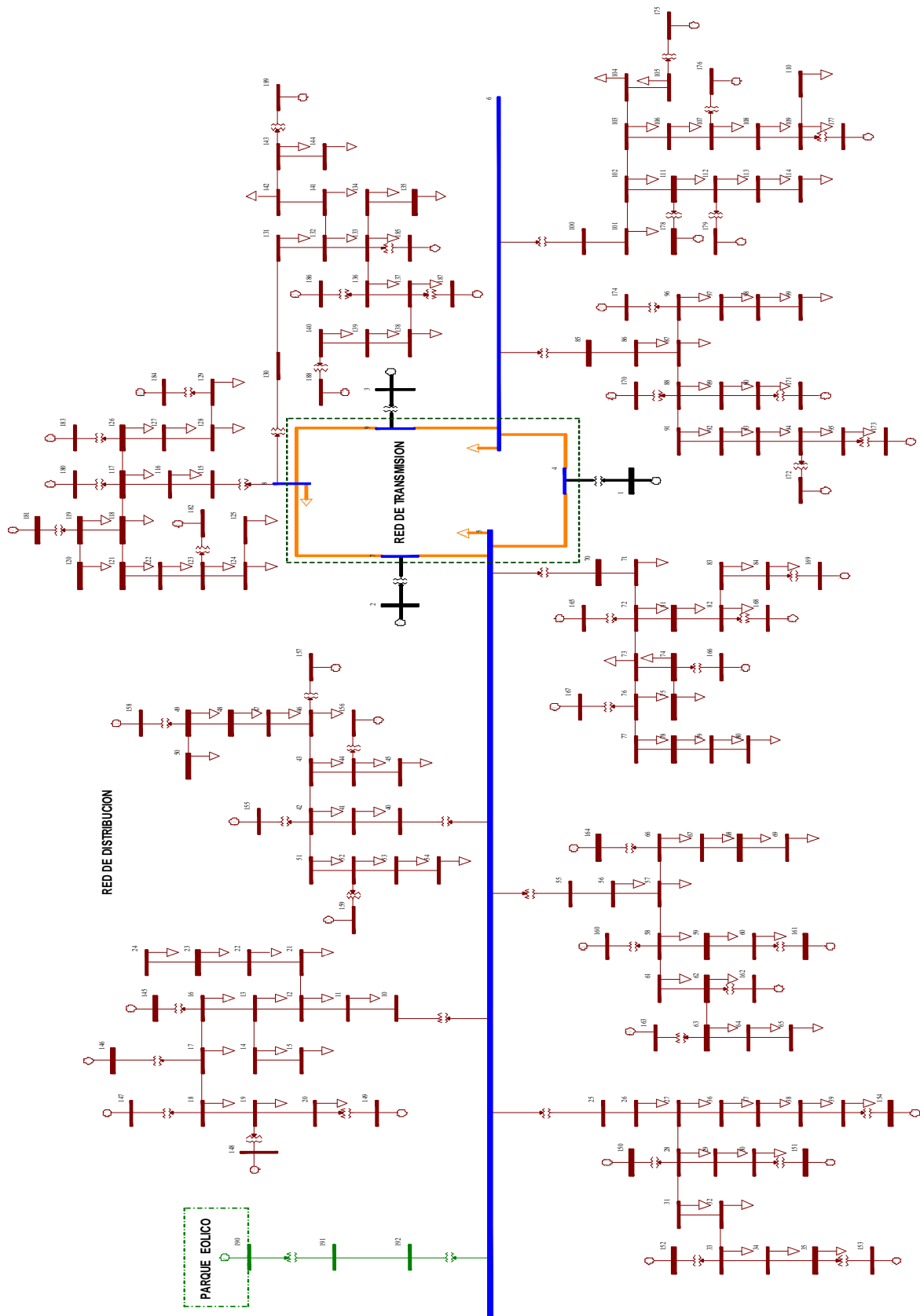


Figura A. 5. Diagrama unifilar de la red de prueba Anderson modificado 3, parque eólico.

Tabla A. 13. Parámetros del control eléctrico, del equivalente del generador eólico.

<b>Tsp</b>	<b>Tpe</b>	<b>Ti</b>	<b>Kp</b>	<b>ROTRV_MAX</b>	<b>ROTRV_MIN</b>
0.05	0.05	1	1	0.99	0.05

Tabla A. 14. Parámetros de la dinámica de la turbina eólica.

<b>H - Total inertia constant, MW*sec/MVA</b>	<b>DAMP - Machine damping factor, pu P/pu speed</b>	<b>Hfrac - Turbine inertia fraction (Hturb/H)</b>	<b>Freq1 - First shaft torsional resonant frequency, Hz</b>	<b>DSHAFT - Shaft Damping factor, pu P/pu speed</b>
3.46	0	0.81	1.5	0.3

Tabla A. 15. Parámetros del pseudo gobernador.

<b>Droop</b>	<b>Kp</b>	<b>TI</b>	<b>T1</b>	<b>T2</b>	<b>Tpe</b>	<b>LimMax</b>	<b>LimMin</b>
0.015	20	1	0.1	0.1	0.1	1	0.25

# APÉNDICE B. PROGRAMAS UTILIZADOS EN LA TESIS

En este apartado se muestran un ejemplo de los archivos de entrada de cada uno de los programas que fueron utilizados en esta tesis.

## Apéndice B.1 Programa ESTABILIDAD.FOR

Como se menciona en la tesis el programa ESTABILIDAD.FOR es un algoritmo que fue elaborado en FORTRAN 90 y el cual es utilizado en los cursos de estabilidad impartidos en la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de Ingeniería Eléctrica. Este programa estudiantil fue elaborado para realizar estudios de estabilidad transitoria para sistemas multimaquinas, el cual utiliza el modelo clásico de la máquina síncrona.

### Apéndice B.1.1 Algoritmo de ESTABILIDAD.FOR

Este algoritmo con el cual se pueden realizar estudios de estabilidad transitoria, únicamente se puede realizar un tipo de falla la cual es una falla trifásica, al término del tiempo de falla la red puede ser modificada si se desea liberando una o dos líneas. A continuación se muestra la subrutina RED la cual fue modificada para que al término de la falla y si se requiere liberar alguna línea, la línea se libera sacando la impedancia serie de la línea y su admitancia en derivación, ya que anteriormente el programa únicamente sacaba la impedancia serie. También se agrego la posibilidad de liberar un circuito en específico, es decir; si existen varias líneas en paralelo el programa te brinda la opción de elegir qué línea quieres liberar.

#### Subrutina RED

```
      SUBROUTINE RED (N3,N4,XDD,IPP,IQQ,DESC,PRUEBA,PPRU,VAR)
      COMMON P(5000),Q(5000),PG(5000),QG(5000),Y(5000,5000),YA(5000,5000 &
      ),ER(5000),EA(5000),DEL(5000),DELA(5000),EAB(5000),WO(5000),W(5000 &
      ),WA(5000),CTI(5000),V(5000),KG(5000),KC(5000),C(5000),XP(5000),H( &
      5000),QC(5000),PC(5000),ND,N,M,BF,DT,PM(5000),E(5000),TF,TE,FO,NC, &
      LF,TOL,T,ALFA(5000),DIF(5000),DLN(5000),JS,FC,N1,N2,KR,DIFE(5000), &
      XD(5000),AR(5000),MDR,CC(500),ANGULOS(5500,100),POTENCIAS(5500,100 &
      ),TIEMPO(5500),ITER, IP(5000),IQQ(5000),NR,NCIR(5000),NCIRA,VALO
      COMPLEX Y,YA,ER,EA,E,V,C,XP,VAR
      COMPLEX YAX(5000,5000)
      COMPLEX COCI,XDD(5000)
      INTEGER BF,IND,IPP(5000),IQQ(5000),DESC,NCIR,NCIRA,PRUEBA,PPRU(5000)
      COMPLEX SUM,CT6
|*****|
      IF (DESC.EQ. 0.0) THEN
          DO I=1,NR
              IF(((IPP(I).EQ. N1).AND.(IQQ(I).EQ. N2).AND.(PPRU(I).EQ. PRUEBA)).OR. &
              ((IPP(I).EQ. N2).AND.(IQQ(I).EQ. N1).AND.(PPRU(I).EQ. PRUEBA))) THEN
                  IND= I
              END IF
          END DO
      ELSE
          N1=0
      END IF
```

```

        N2=0
        IND=0
        END IF
!*****
    IF(LF.EQ.9) THEN
        GO TO 777
    ENDIF
    IF(LF) 10,11,12
11 LF=1
    DO 14 I=1,ND
    DO 14 J=1,ND
14 YA(I,J)=Y(I,J)
    DO 15 I=1,ND
    YA(I,BF)=CMPLX(0.,0.)
15 YA(BF,I)=CMPLX(0.,0.)
    YA(BF,BF)=CMPLX(1.,0.)
    GO TO 12
! *****
! MODIFICA Y BUS PARA LA APERTURA NUMERO DOS
777 LF=1
    DO 888 I=1,ND
    DO 888 J=1,ND
888 YA(I,J)=Y(I,J)
    YA(N3,N3)=YA(N3,N3)+YA(N3,N4)-XDD(N4)
    YA(N4,N4)=YA(N4,N4)+YA(N4,N3)-XDD(N4)
    YA(N3,N4)=YA(N3,N4)-YA(N3,N4)
    YA(N4,N3)=YA(N4,N3)-YA(N4,N3)
    GO TO 12
! *****
10 LF=1
    DO 16 I=1,ND
    DO 16 J=1,ND
16 YA(I,J)=Y(I,J)
    IF (DESC .EQ. 1.0) THEN
    ELSE
    YA(N1,N1)=YA(N1,N1)-VAR-XDD(IND)
    YA(N2,N2)=YA(N2,N2)-VAR-XDD(IND)
    YA(N1,N2)=YA(N1,N2)+VAR
    YA(N2,N1)=YA(N2,N1)+VAR
    END IF
12 CONTINUE
    DO 50 I=1,ND
    DO 50 J=1,ND
    YAX(I,J)=YA(I,J)
50 CONTINUE
    MD=ND+1
    DO 51 I=1,ND
    YAX(I,MD)=ER(I)
51 CONTINUE
    LJ=ND-1
    DO 60 K=1,LJ
    KP1=K+1
    DO 55 I=KP1,ND
    COCI=YAX(I,K)/YAX(K,K)
    DO 55 J=KP1,MD
55 YAX(I,J)=YAX(I,J)-COCI*YAX(K,J)
    DO 60 I=KP1,ND
60 YAX(I,K)=CMPLX(0.,0.)
! *** PRINCIPIA PROCESO DE SUSTITUCION INVERSA
    E(ND)=YAX(ND,MD)/YAX(ND,ND)
    DO 70 NL=1,LJ
    SUM=CMPLX(0.,0.)
    I=ND-NL
    IP1=I+1
    DO 65 J=IP1,ND
65 SUM=SUM+YAX(I,J)*E(J)

```

```

70 E(I)=(YAX(I,MD)-SUM)/YAX(I,I)
DO 24 I=1,M
K=KG(I)
C(I)=(EA(I)-E(K))/XP(I)
CT6=C(I)*CONJG(EA(I))
P(I)=REAL(CT6)
Q(I)=AIMAG(CT6)
24 CONTINUE
RETURN
END

```

## Apéndice B.1.2 Archivo de entrada y salida para el programa ESTABILIDAD.FOR

### Archivo de entrada

```

4 1 3 4 60.0 0.001
1 4 001 0.000000 0.930000 0.000000 0.000000
1 4 002 0.000000 0.500000 0.000000 0.000000
2 4 001 0.000000 0.150000 0.000000 0.000000
3 4 001 27.750000 83.250000 0.000000 0.000000
-0.89998784 0.03921297 0.00000000 0.00000000 0.90080000 0.00000000
0.90000000 0.43599793 0.00000000 0.00000000 0.88014616 0.47470278
0.00064864 0.00036036 0.00064864 0.00036036 0.88667337 0.32482738
0.00000000 0.00000000 0.00000000 0.00000000 0.88667337 0.32482738
1,2,3
3
50.00000000 0.00000000 0.00000100 377.0000
3.50000000 0.00000000 0.30000000 377.0000
0.00025250 0.00000000 256.68750000 377.0000
0.0

```

### Archivo de salida

El programa arroja tres archivos de salida: en el primero muestra los datos de entrada para la simulación; en el segundo archivo muestra los resultados obtenidos para cada máquina y en el último archivo muestra las máquinas críticas.

#### Archivo 1

```

DATOS DE ENTRADA

NUMERO DE NODOS = 4

NUMERO DE CARGAS CONECTADAS ES = 1

NUMERO DE MAQUINAS = 3

NUMERO DE LINEAS = 4

NODO INICIAL DE LINEA A LIBRAR = 1

NODO FINAL DE LINEA A LIBRAR = 4

NODO FALLADO = 4

PASO DE INTEGRACION = .00100

TIEMPO DE DURACION DE LA FALLA = .08300

```

TIEMPO DE ESTUDIO = 4.00000

FRECUENCIA = 60.00000

TOLERANCIA DE INTEGRACION = .001000

CONSTANTE DE INERCIA DE LA MAQUINA 1 = 50.00000

REACTANCIA TRANSITORIA DE EJE DIRECTO DE LA MAQUINA 1 = 0 .000000 j .000001

VELOCIDAD SINCRONA DE LA MAQUINA 1 = 377.00

CONSTANTE DE INERCIA DE LA MAQUINA 2 = 3.50000

REACTANCIA TRANSITORIA DE EJE DIRECTO DE LA MAQUINA 2 = 0.000000 j .300000

VELOCIDAD SINCRONA DE LA MAQUINA 2 = 377.00

CONSTANTE DE INERCIA DE LA MAQUINA 3 = .00025

REACTANCIA TRANSITORIA DE EJE DIRECTO DE LA MAQUINA 3 = 0 .000000 j 256.687500

VELOCIDAD SINCRONA DE LA MAQUINA 3 = 377.00

EL ESTUDIO SE REALIZA ELIMINANDO EL ELEMENTO FALLADO

A CONTINUACION SE MUESTRA LA TABLA QUE INDICA LA RESISTENCIA, REACTANCIA Y SUSCEPTANCIA CAPACITIVA (Y/2), DE LAS LINEAS EXISTENTES, MOSTRANDOSE SU NODO INICIAL Y SU NODO FINAL

NODOS	RESISTENCIA	REACTANCIA	SUSCEPTANCIA
1 4	.000000	.930000	.000000 j .000000
1 4	.000000	.500000	.000000 j .000000
2 4	.000000	.150000	.000000 j .000000
3 4	27.750000	83.250000	.000000 j .000000

## Archivo 2

Tiempo	Maq	Potencia real	Angulo relativo	Angulo absoluto	Velocidad	Voltaje terminal	cent.ang.	Ang.rel.
.001	1	.00000	.00000	-.00016	376.99660	.90080	2.7326	-2.7328
.002	1	.00000	.00000	-.00045	376.99320	.90080	2.7326	-2.7331
.003	1	.00000	.00000	-.00094	376.98980	.90080	2.7326	-2.7336
.004	1	.00000	.00000	-.00162	376.98650	.90080	2.7326	-2.7342
.005	1	.00000	.00000	-.00249	376.98310	.90080	2.7326	-2.7351
.006	1	.00000	.00000	-.00356	376.97970	.90080	2.7326	-2.7362
.007	1	.00000	.00000	-.00482	376.97630	.90080	2.7326	-2.7375
.008	1	.00000	.00000	-.00628	376.97290	.90080	2.7326	-2.7389
.009	1	.00000	.00000	-.00793	376.96950	.90080	2.7326	-2.7406
.010	1	.00000	.00000	-.00977	376.96610	.90080	2.7326	-2.7424

## Archivo 3

.0  
.0  
.0

## Apéndice B.2 Programa PST

Para el programa PST únicamente es necesario un archivo el cual está conformado de la siguiente manera: para cada uno de los nodos se describe su tensión, potencia generada y carga; en segunda instancia se describen los para metros de las líneas y transformadores; seguido de lo anterior se describen los datos pertenecientes a cada uno de los generadores existentes en el sistema y por ultimo son colocados los datos del tipo

de falla a realizarse así como el tiempo que dura el estudio y tiempo de falla. En este programa no arroja un archivo de resultados, todos los resultados son mostrados en pantalla. A continuación se muestra un ejemplo del archivo de entrada requerido para el programa.

```
% MAQ_BUS_INF_G1_TESISNORUEGA
% MODELO CLASICO

disp('SISTEMA MAQ-BUSINF)
% bus data format
% bus:
% col1 number
% col2 voltage magnitude(pu)
% col3 voltage angle(degree)
% col4 p_gen(pu)
% col5 q_gen(pu),
% col6 p_load(pu)
% col7 q_load(pu)
% col8 G shunt(pu)
% col9 B shunt(pu)
% col10 bus_type
%   bus_type - 1, swing bus
%             - 2, generator bus (PV bus)
%             - 3, load bus (PQ bus)
% col11 q_gen_max(pu)
% col12 q_gen_min(pu)
% col13 v_rated (kV)
% col14 v_max pu
% col15 v_min pu

bus = [ ...
  1 1.0000 0.00 0.9000 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 99.0 -99.0 24.0 1.1 0.9;
  2 1.0000 0.00 0.0000 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 99.0 -99.0 115.0 1.1 0.9;
  3 0.9008 0.00 0.0000 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 1 99.0 -99.0 115.0 1.1 0.9;
  4 1.0000 0.00 648.6486E-6 0.000 648.6486E-6 360.3603E-6 0.00 0.00 2 360.3603E-6 -360.3603E-6 6.0 1.1 0.9];

% line data format
% line: from bus, to bus, resistance(pu), reactance(pu),
%       line charging(pu), tap ratio, tap phase, tapmax, tapmin, tapsize
line = [...
  2 3 0.0000 0.5000 0.0000 1.0 0. 0. 0. 0.;
  2 3 0.0000 0.9300 0.0000 1.0 0. 0. 0. 0.;
  1 2 0.0000 0.1500 0.0000 1.00 0. 5.0 0.5 0.005;
  2 4 27.750 53.250 0.0000 1.00 0. 5.0 0.5 0.005];

% Machine data format
% Machine data format
%   1. machine number,
%   2. bus number,
%   3. base mva,
%   4. leakage reactance x_l(pu),
%   5. resistance r_a(pu),
%   6. d-axis synchronous reactance x_d(pu),
%   7. d-axis transient reactance x'_d(pu),
%   8. d-axis subtransient reactance x''_d(pu),
%   9. d-axis open-circuit time constant T'_do(sec),
%  10. d-axis open-circuit subtransient time constant
%      T''_do(sec),
%  11. q-axis synchronous reactance x_q(pu),
%  12. q-axis transient reactance x'_q(pu),
%  13. q-axis subtransient reactance x''_q(pu),
%  14. q-axis open-circuit time constant T'_qo(sec),
%  15. q-axis open circuit subtransient time constant
%      T''_qo(sec),
```

```

% 16. inertia constant H(sec),
% 17. damping coefficient d_o(pu),
% 18. damping coefficient d_1(pu),
% 19. bus number

mac_con = [ ...
1 1 2200 0.000 0.000 0. 0.300000 0 0 0 0 0 0 0 3.5 0 0 1;
2 3 2200 0.000 0.000 0. 0.000001 0 0 0 0 0 0 0 50.0 0 0 3;
3 4 2200 0.000 0.000 0. 256.6880 0 0 0 0 0 0 0 0.0002525 0 0 4];

%Switching file defines the simulation control
% row 1 col1 simulation start time (s) (cols 2 to 6 zeros)
% col7 initial time step (s)
% row 2 col1 fault application time (s)
% col2 bus number at which fault is applied
% col3 bus number defining far end of faulted line
% col4 zero sequence impedance in pu on system base
% col5 negative sequence impedance in pu on system base
% col6 type of fault - 0 three phase
% - 1 line to ground
% - 2 line-to-line to ground
% - 3 line-to-line
% - 4 loss of line with no fault
% - 5 loss of load at bus
% - 6 no action
% col7 time step for fault period (s)
% row 3 col1 near end fault clearing time (s) (cols 2 to 6 zeros)
% col7 time step for second part of fault (s)
% row 4 col1 far end fault clearing time (s) (cols 2 to 6 zeros)
% col7 time step for fault cleared simulation (s)
% row 5 col1 time to change step length (s)
% col7 time step (s)
%
%
% row n col1 finishing time (s) (n indicates that intermediate rows may be inserted)

sw_con = [...
0 0 0 0 0 0 0.01;%sets initial time step
1.00 4 2 0 0 7 0.001;%apply three phase fault at Node 7, on line 7-5
1.083 0 0 0 0 0 0.001;%clear fault at bus 7
1.083001 0 0 0 0 0 0.01;%clear remote end
4.0 0 0 0 0 0 0];% end simulation

```

## Apéndice B.3 Programa PSS/E

Para este programa son necesarios dos archivos en el primer archivo con extensión **.raw** se encuentran los datos que describen la red como las líneas, transformadores, generadores (su potencia generada, tensión), cargas. En el segundo archivo con extensión **.dyr** se describen los datos de los generadores necesarios como son la constante de inercia, constante de amortiguamiento, cada una de sus reactancias, constantes de tiempo y si existe algún tipo de control igualmente son incluidos en este archivo.

### Archivo .raw

```

0, 2220.00, 33, 0, 1, 60.00 / PSS(R)E

1,'LT ', 24.0000,2, 1, 1, 1,1.00000, 0.0000,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000
2,'HT ', 115.0000,1, 1, 1, 1,1.00000, 0.0000,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000

```



```

3,'BUS INF ',115.0000,3, 1, 1, 1,1.00000, 0.0000,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000
4,'DG ', 6.0000,2, 1, 1, 1,1.00000, 0.0000,1.10000,0.90000,1.10000,0.90000
0 / END OF BUS DATA, BEGIN LOAD DATA
4,'1',1, 1, 1, 1.440, 0.800, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1,0
0 / END OF LOAD DATA, BEGIN FIXED SHUNT DATA
0 / END OF FIXED SHUNT DATA, BEGIN GENERATOR DATA
1,'1', 1998.000, 0.000, 9999.000, -9999.000,1.00000, 0, 2220.000, 0.00000E+0, 3.00000E-1, 0.00000E+0,
0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 9999.000, -9999.000, 1,1.0000
3,'1', 0.000, 0.000, 9999.000, -9999.000,0.90081, 0, 2220.000, 0.00000E+0, 1.00000E-6, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1,
100.0, 9999.000, -9999.000, 1,1.0000
4,'1', 1.440, 0.000, 0.800, -0.800,1.00000, 0, 2220.000, 0.00000E+0, 2.56688E+2, 0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1,
100.0, 9999.000, -9999.000, 1,1.0000
0 / END OF GENERATOR DATA, BEGIN BRANCH DATA
2, 3,'1',0.00000E+0, 5.00000E-1, 0.00000, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000
2, 3,'2',0.00000E+0, 9.30000E-1, 0.00000, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000
0 / END OF BRANCH DATA, BEGIN TRANSFORMER DATA
1, 2, 0,'1',1,1,1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ',1, 1,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' '
0.00000E+0, 1.50000E-1, 2220.00
1.00000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.10000, 0.90000, 1.10000, 0.90000, 33, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000
1.00000, 0.000
2, 4, 0,'1',1,1,1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,' ',1, 1,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000, 0,1.0000,' '
2.77500E+1, 8.32500E+1, 2220.00
1.00000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.10000, 0.90000, 1.10000, 0.90000, 33, 0, 0.00000, 0.00000, 0.000
1.00000, 0.000
0 / END OF TRANSFORMER DATA, BEGIN AREA DATA
0 / END OF AREA DATA, BEGIN TWO-TERMINAL DC DATA
0 / END OF TWO-TERMINAL DC DATA, BEGIN VSC DC LINE DATA
0 / END OF VSC DC LINE DATA, BEGIN IMPEDANCE CORRECTION DATA
0 / END OF IMPEDANCE CORRECTION DATA, BEGIN MULTI-TERMINAL DC DATA
0 / END OF MULTI-TERMINAL DC DATA, BEGIN MULTI-SECTION LINE DATA
0 / END OF MULTI-SECTION LINE DATA, BEGIN ZONE DATA
0 / END OF ZONE DATA, BEGIN INTER-AREA TRANSFER DATA
0 / END OF INTER-AREA TRANSFER DATA, BEGIN OWNER DATA
0 / END OF OWNER DATA, BEGIN FACTS DEVICE DATA
0 / END OF FACTS DEVICE DATA, BEGIN SWITCHED SHUNT DATA
0 / END OF SWITCHED SHUNT DATA, BEGIN GNE DATA
0 / END OF GNE DATA, BEGIN INDUCTION MACHINE DATA
0 / END OF INDUCTION MACHINE DATA
Q

```

## Archivo .dyr

```

1 'GENCLS' 1 3.5000 0.0000 /
3 'GENCLS' 1 50.000 0.0000 /
4 'GENCLS' 1 0.0002525 0.000 /

```