

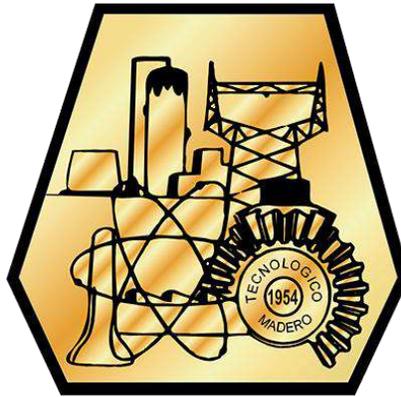


EDUCACIÓN
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MEXICO®

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CIUDAD MADERO
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACION
MAESTRÍA EN INGENIERIA ELÉCTRICA



"POR MI PATRIA Y POR MI BIEN"

TESIS

**ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA EN PLANTAS INDUSTRIALES CON
SISTEMAS DE COGENERACIÓN**

Que para obtener el Grado de

Maestro en Ingeniería Eléctrica

PRESENTA:

Ing. José Domingo Méndez
G13070635

Director de Tesis
M.C José de Jesús Durón Mendoza

Co-director de Tesis
M.C. Hermenegildo Cisneros Villegas



"2020, Año de Leona Vicario, Benemérita Madre de la Patria"

Cd. Madero, Tams., a **4 de diciembre de 2020**

OFICIO No.: U.058/20
ÁREA: DIVISIÓN DE ESTUDIOS
E POSGRADO E INVESTIGACIÓN
ASUNTO: AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN
DE TESIS

ING. JOSE DOMINGO MENDEZ
No. DE CONTROL G13070635
PRESENTE

Me es grato comunicarle que después de la revisión realizada por el Jurado designado para su Examen de Grado de Maestro en Ingeniería Eléctrica, se acordó autorizar la impresión de su tesis titulada:

"ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA EN PLANTAS INDUSTRIALES CONSISTEMAS DE CO-GENERACION"

El Jurado está integrado por los siguientes catedráticos:

PRESIDENTE:	M.C.	JOSE DE JESUS DURON MENDOZA
SECRETARIO:	M.C.	HERMENEGILDO CISNEROS VILLEGAS
VOCAL:	DR.	GASTON HERNANDEZ MARTINEZ
SUPLENTE:	M.C.	RAFAEL CASTILLO GUTIERREZ
DIRECTOR DE TESIS:	M.C.	JOSE DE JESUS DURON MENDOZA
CO-DIRECTOR:	M.C.	HERMENEGILDO CISNEROS VILLEGAS

Es muy satisfactorio para la División de Estudios de Posgrado e Investigación compartir con Usted el logro de esta meta. Espero que continúe con éxito su desarrollo profesional y dedique su experiencia e inteligencia en beneficio de México.

ATENTAMENTE

*Excelencia en Educación Tecnológica®
"Por mi patria y por mi bien"®*

DR. JOSÉ AARÓN MELO BANDA
JEFE DE LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS
DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN



c.c.p.- Archivo

JAMB 'MIE 'RCG''



Av. 1º de Mayo y Sor Juana I. de la Cruz Col. Los Mangos, C.P. 89440, Cd. Madero, Tam.
Tel. 01 (833) 357 48 20 ext. 3110, e-mail: depi_cdmadero@tecnm.mx
www.tecnm.mx | www.cdmadero.tecnm.mx



AGRADECIMIENTOS

Agradezco a la división de estudios de posgrado e investigación en el Instituto Tecnológico de Ciudad Madero por permitirme estudiar esta maestría en sus instalaciones.

Agradezco a mi asesor de tesis M.C. José de Jesús Durón Mendoza por brindarme este tema de tesis que ayudo mucho a mi crecimiento profesional adquiriendo nuevos conocimientos, además de su asesoramiento en la elaboración de mi tesis.

Agradezco a CENACE por permitirme realizar mis estancias profesionales en sus instalaciones y asesorarme en la medida de lo posible en las simulaciones realizadas para mostrar los resultados de este proyecto.

Además de un agradecimiento especial para mi familia y amigos que me apoyaron durante todo este proceso para lograr cumplir mis objetivos.

ÍNDICE

Capítulo 1.....	9
Introducción	9
1.- GENERALIDADES	10
1.1. Introducción.....	10
1.2. Planteamiento del problema	12
1.3. Justificación del problema	12
1.4. Objetivo general.....	13
1.5. Objetivos específicos	13
1.6. Hipótesis	13
1.7. Alcances.....	13
1.8. Limitaciones	14
Capítulo 2.....	15
Marco Teórico.....	15
2. DEFINICIONES	16
2.1. Sistema eléctrico de potencia.....	16
2.1.1. Cogeneración	17
2.2. CONCEPTOS BÁSICOS DE ESTABILIDAD EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	19
2.2.1. Dinámica en los sistemas eléctricos de potencia	19
2.2.2. Estabilidad	21
2.2.3 Límites de estabilidad	24
2.2.4 Clasificación de estabilidad	25
2.2.4.1 Estabilidad de ángulo de rotor	26
2.2.4.2 Estabilidad de ángulo de tensión	31

2.2.4.3 Estabilidad de frecuencia	33
2.3. GENERALIDADES DE UN ESTUDIO DE ESTABILIDAD.....	33
2.3.1. Alcances y Objetivos	34
2.3.2. Propósito para desarrollar un estudio de estabilidad	34
2.3.3. Causas que ocasionan problemas de inestabilidad	35
2.3.4. Consecuencias del problema de inestabilidad	35
2.3.5. Mejora de estabilidad transitoria en un sistema de potencia	35
2.4. MÉTODOS PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD.....	36
2.5. TIPOS DE CONTROLADORES DISCRETOS SUPLEMENTATIOS....	37
2.5.1 Frenado dinámico	37
2.5.2. Apertura y recierre tripolar	39
2.5.3. Apertura y recierre monopolar.....	40
2.5.4. Control discreto del sistema de excitación	41
2.5.5. Separación controlada.....	42
2.5.6. Inserción de capacitor serie	42
2.5.7. Disparo de generación	43
2.5.8. Valvuleo rápido	43
2.5.9. Disparo automático de carga	44
2.5.10. Disparo automático de línea	45
2.5.11. Disparo automático de reactor	45
2.5.12. Modulación de potencia en enlaces de corriente directa.	45
Capítulo 3.....	47
Metodología	47
3. ETAPAS ELABORADAS	48
3.1 INTRODUCCIÓN AL PSSE®32.	49

3.1.1	Análisis de flujos de energía eléctrica	51
3.1.2	Interfaz PSSE®32.....	51
3.2	COMPOSICIÓN DE LA RED.....	54
3.2.1	Composición de la red en alta tensión	54
3.2.2	Composición de la red en media tensión	60
3.2.3	Composición de la red en generación	71
3.3	ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA	73
3.4	ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO	75
3.5	MODELOS DINÁMICOS	80
Capítulo 4	89
Resultados y Conclusiones	89
4	ESCENARIOS A ANALIZAR.....	90
4.1	SIMULACIÓN DINÁMICA PSSE®32	90
4.1.1	Escenario 1.....	91
4.1.2	Escenario 2.....	92
4.1.3	Escenario 3.....	93
4.1.4	Escenario 4.....	94
4.1.5	Escenario 5.....	95
4.2	CONCLUSIONES.....	96
5	BIBLIOGRAFÍA.....	97

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig.2.1. Funcionamiento del sistema eléctrico de potencia.	16
Fig.2.2. Eficiencia de la cogeneración.	18
Fig.2.3. Dinámica del sistema de potencia de acuerdo al período de duración.	20
Fig.2.4. La estabilidad es un problema de equilibrios.	21
Fig.2.5. Sistema estable, moderadamente estable y críticamente estable.	22
Fig.2.6. Ejemplo de inestabilidad de voltaje.	23
Fig.2.7. Clasificación de la estabilidad.	26
Fig.2.8. Clasificación de la estabilidad angular.	27
Fig.2.9. Clasificación de la estabilidad de pequeños disturbios o señal.	28
Fig.2.10. Bola dentro de una superficie de inercia.	30
Fig.2.11. Similitudes entre la estabilidad angular y de voltaje.	32
Fig.2.12. Ejemplo del frenado dinámico en un diagrama simplificado.	38
Fig.2.13. Representación de la falla con el frenado dinámico.	39
Fig.2.14. Representación de la falla con la apertura y recierre tripolar	40
Fig.2.15. Representación de la falla con la apertura y recierre monopolar.	41
Fig.2.16. Representación de la falla con control discreto de sistemas de excitación.	42
Fig.2.17. Representación de la falla con disparo de generación.	43
Fig.2.18. valvuleo rápido.	44
Fig.3.1. Interfaz de PSSE®32.	52

Fig.3.3. Red Interna del CE reducido modelado en el PSS®32.	54
Fig.3.4. Interfaz de datos de los transformadores.	56
Fig.3.6. Diagrama Unifilar del lado de alta tensión.	60
Fig.3.7. Interfaz de datos de las cargas.	63
Fig.3.8. Interfaz de datos de los bancos de capacitores.	68
Tabla.3.9. Escalamiento de la potencia activa de acuerdo a los valores implementados del cambio de cargas.	69
Fig.3.9. Interfaz para realizar el auto escalamiento de la potencia activa y reactiva.	70
Fig.3.10. Diagrama Unifilar del lado de media tensión.	71
Fig.3.11. Interfaz datos del generador.	72
Fig.3.12. Diagrama Unifilar del lado de generación.	73
Fig.3.13. Interfaz para realizar el estudio de flujos de potencia.	74
Fig.3.14. Interfaz datos del generador para corto circuito.	76
Fig.3.15. Interfaz datos del transformador para corto circuito.	77
Fig.3.16. Interfaz datos de la línea de transmisión para corto circuito.	78
Fig.3.17. Interfaz para el estudio de corto circuito.	79
Fig.3.18. Diagrama de bloques del excitador ESST4B.	83
Fig.3.19. Diagrama de bloques del gobernador GGOV1.	86
Fig.3.20. Interfaz para datos de los equipos dinámicos.	88

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla.3.1. 4 transformadores en alta tensión (2 de reserva).	55
Tabla.3.2. Datos de líneas de los transformadores.	57
Tabla.3.3. Equivalente de Thevenin y datos de líneas de alta tensión.	59
Tabla.3.4. 16 transformadores de dos devanados en el bus 301 con sus respectivas cargas.	62
Tabla.3.5. 4 transformadores de dos devanados en el bus 302 con sus respectivas cargas.	64
Tabla.3.6. 8 transformadores de dos devanados en el bus 401 con sus respectivas cargas.	65
Tabla.3.7. 6 transformadores de dos devanados en el bus 402 con sus respectivas cargas.	66
Tabla.3.8. Datos de las líneas de media tensión y los bancos de capacitores.	67
Tabla.3.10. Datos del lado de generación.	72
Tabla.3.11. Resultados del estudio de flujos de potencia.	75
Tabla.3.12. Impedancia de Thevenin.	80
Tabla.3.13. Resultados del estudio de corto circuito.	80
Tabla.3.14. Información requerida para gobernador GENSAL.	81
Tabla.3.15. Constantes para el gobernador GENSAL.	82
Tabla.3.16. Información requerida para el excitador ESST4B.	82
Tabla.3.17. Constantes para el excitador ESST4B.	84
Tabla.3.18. Información requerida para el gobernador GGOV1.	86
Tabla.3.19. Constantes para el gobernador GGOV1.	87
Tabla.4.1. Escenarios a analizar.	90

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica.4.1. Voltaje en G1 y G2 escenario 1.....	91
Gráfica.4.2. Frecuencia en G1 y G2 escenario 1.	91
Gráfica.4.3. Voltaje en G1 y G2 escenario 2.....	92
Gráfica.4.4. Frecuencia en G1 y G2 escenario 2.	92
Gráfica.4.5. Voltaje en G1 y G2 escenario 3.....	93
.....	93
Gráfica.4.6. Frecuencia en G1 y G2 escenario 3.	93
Gráfica.4.7. Voltaje en G1 y G2 escenario 4.....	94
Gráfica.4.8. Frecuencia en G1 y G2 escenario 4.	94
Gráfica.4.9. Voltaje en G1 y G2 escenario 5.....	95
Gráfica.4.8. Frecuencia en G1 y G2 escenario 4.	95

Capítulo 1

1

Introducción

Este proyecto de tesis trata sobre el desarrollo de un estudio de estabilidad transitoria en un sistema eléctrico de potencia, para evaluar las condiciones que permiten al sistema mantenerse en un estado de operación equilibrado bajo condiciones normales en diferentes configuraciones del sistema y recuperar un estado estable de equilibrio luego de ser sujeto a una perturbación tales como fallas en el sistema eléctrico, pérdidas de generación, suministro de la Compañía suministradora o el arranque de motores de gran capacidad cuando los generadores operen en isla.

1.- GENERALIDADES

1.1. Introducción

En la actualidad la cogeneración es considerada como la forma de generación de energía eléctrica que más auge tiene en el país para plantas industriales de proceso como Petroquímicas, Refinerías, Papel etc., ya que este tipo de generación aprovecha al máximo todo el potencial de la planta en cuestión y tiene un menor impacto en el medio ambiente.

La cogeneración significa la producción simultanea de dos o más tipos de energía. Las energías generadas son electricidad y calor.

La producción simultanea supone que puede ser utilizada simultáneamente, lo que implica proximidad de la planta generadora a los consumos, en contra posición al sistema convencional de producción de electricidad en centrales termoeléctricas independientes, donde también se desprende calor, pero este no es aprovechado y ha de ser eliminado al medioambiente.

Las principales características diferenciales son:

a) Se aprovechan varios tipos de energía, por lo que tiene un potencial de rendimiento mayor que una central convencional. A su vez este mayor rendimiento da origen a tres de sus mayores ventajas: menor consumo de combustible, coste de producción menor y menor impacto ambiental.

b) Se produce energía donde se consume, por lo que hay menores perdidas por transporte y aumenta la autonomía de las fábricas.

Sin embargo, las plantas de cogeneración causan algunos desafíos en los sistemas de potencia, especialmente para la operación de la red de distribución y transmisión. Los principales son los siguientes: [1]

- Problemas en la tensión.
- Esquemas de protección especiales para enlaces con cogeneración.
- Calidad de potencia.

- Estabilidad de los generadores de la planta de cogeneración.
- Seguridad. [2]

Los problemas de estabilidad si no son resueltos pueden traer inconvenientes en el sistema. En especial las oscilaciones electromecánicas, las cuales causan problemas relacionados con la calidad de potencia. En el caso de los complejos industriales, donde la generación se encuentra cerca de los centros de consumo; las variaciones tanto en frecuencia como en voltaje generadas por dichas oscilaciones pueden afectar cargas sensibles.

1.2. Planteamiento del problema

Cuando ocurre una perturbación en un complejo industrial con autogeneración interconectado con el sistema de potencia, la interconexión se pierde y el sistema industrial queda operando de manera aislada, esto no representa ningún problema si existe un balance entre la carga y la generación en la planta industrial; sin embargo, cuando la carga excede la generación, ocurren problemas de estabilidad que podrían causar una pérdida total del suministro de energía eléctrica a la red de potencia, por lo cual será necesario implementar esquemas de acción remedial como un tirado de carga para aliviar ésta condición.

Con este proyecto se pretende realizar un estudio para determinar el comportamiento dinámico de una planta con cogeneración de un caso particular, en el que se determinen las acciones necesarias para mantener el sistema seguro en caso de presentarse problemas de inestabilidad, lo cual implicará definir los siguientes esquemas:

- a) Selección y ajustes de los sistemas de excitación.
- b) Selección y ajuste de los sistemas de control de las turbinas.
- c) Selección y ajustes de los esquemas de protección de los enlaces con CFE y enlaces importantes en la red industrial.
- d)** Selección y ajuste de los esquemas de acción remedial.
- e) Simulación de fallas y eventos que pongan en riesgo la estabilidad de los generadores, ante pérdida de suministro de la Compañía Suministradora, fallas trifásicas en el sistema eléctrico liberadas antes de los tiempos críticos de liberación de fallas, arranque de motores de mayor potencia, pérdida de equipo primario relevante.

1.3. Justificación del problema

En los sistemas de potencia industriales, la importancia de este tipo de estudios es evaluar el comportamiento dinámico del sistema ante la ocurrencia de disturbios tales como; corto circuitos en su red de distribución, pérdida súbita de grandes volúmenes de carga, pérdida de generación propia en el caso de sistemas interconectados con la red de transmisión. Con esto se pretende determinar las acciones necesarias para mantener el

sistema seguro, y con esto evitar que ocurra en el caso más crítico una pérdida total del suministro eléctrico de la planta, lo cual podría causar daños severos en los equipos.

1.4. Objetivo general

Realizar los estudios necesarios ante disturbios que puedan causar problemas de inestabilidad en el sistema y así tomar las medidas necesarias para que esta afecte en los menos posible a las plantas de cogeneración.

1.5. Objetivos específicos

Analizar los siguientes puntos:

- Acciones de acción remedial
- Tiempos máximos de liberación de fallas
- Ajustes en los sistemas de control
- Ajustes en los sistemas de control de tensión (AVR) y gobernadores de velocidad.
- Ajustes en los esquemas de protección y enlaces con los esquemas de CFE.

1.6. Hipótesis

Con este estudio será posible determinar los ajustes de sistemas de control, esquemas de protección y esquemas de acción remedial para mantener el sistema seguro para diferentes contingencias en un sistema de cogeneración.

1.7. Alcances

Dar un reporte de lo que se requiere tanto en ajustes de sistemas de control, esquemas de protección y esquemas de acción remedial para mantener el sistema seguro para diferentes contingencias en un sistema de cogeneración.

1.8. Limitaciones

Validar en tiempo real el modelo de los esquemas de control, hasta que se tengan información de análisis de registros de fallas transitorias y dinámicas de eventos que sucedan.

Las pruebas de sintonización de las ganancias de los sistemas de control de tensión y velocidad se realizarán de acuerdo a protocolos del fabricante o a los procedimientos aprobados por LAPEM para éste tipo de Centrales.

Capítulo 2

2

Marco Teórico

En esta sección se presentan algunos tópicos relacionados con los estudios de estabilidad transitoria como son el concepto de estabilidad en un sistema eléctrico de potencia, tipos de estabilidad, generalidades de un estudio de estabilidad, propósito para desarrollar un estudio de estabilidad transitoria, entre otros con la finalidad de conocerlos y familiarizarse con la terminología y funcionalidad del mismo.

2. DEFINICIONES

2.1. Sistema eléctrico de potencia

Un sistema eléctrico de potencia es una herramienta de conversión y transporte de energía. Está compuesto por todas las máquinas, aparatos, redes, procesos y materiales utilizados para la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

El manejo de la energía eléctrica en los sistemas de potencia se hace principalmente en la forma conocida como corriente alterna. En la entrada del sistema, la energía que se encuentra disponible en la naturaleza es transformada de diversas formas (hidráulica, eólica, por combustión de fósiles, nuclear, solar, geotérmica) en energía eléctrica. La última etapa en este proceso de generación lo representa el generador eléctrico.

Una vez generada la energía eléctrica, inicia el proceso de transmisión, que consiste en el transporte de grandes bloques de energía desde los centros de generación hasta los centros de utilización. Ya disponible la energía eléctrica en los pueblos y ciudades, los usuarios finales son habilitados mediante el proceso de distribución.

Los sistemas de potencia eléctrica se componen de líneas de transmisión de alto voltaje que alimentan a una red de mediano voltaje (MV) por medio de subestaciones. [3]

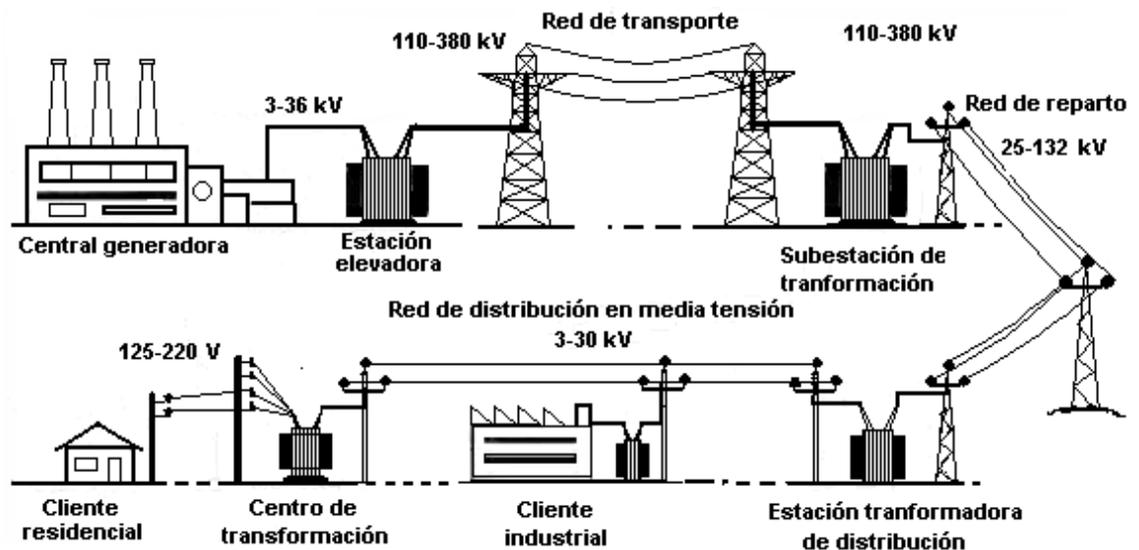


Fig.2.1. Funcionamiento del sistema eléctrico de potencia.

2.1.1. Cogeneración

La cogeneración significa la producción simultánea de dos o más tipos de energía. Las energías generadas son electricidad y calor.

La producción simultánea supone que puede ser utilizada simultáneamente, lo que implica proximidad de la planta generadora a los consumos, en contra posición al sistema convencional de producción de electricidad en centrales termoeléctricas independientes, donde también se desprende calor, pero este no es aprovechado y ha de ser eliminado al medioambiente.

Analizando lo que antecede podemos señalar las principales características diferenciales de la cogeneración, a saber:

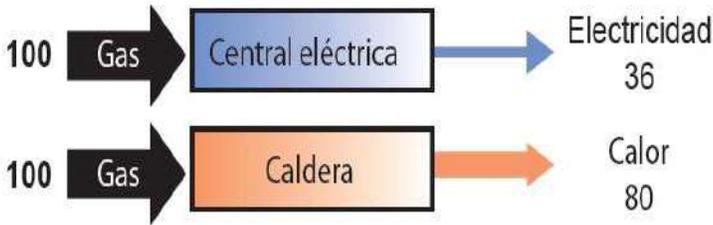
- A. Se aprovechan varios tipos de energía, por lo que tiene un potencial de rendimiento mayor que una central convencional. A su vez este mayor rendimiento da origen a tres de sus mayores ventajas: menor consumo de combustible, coste de producción menor y menor impacto ambiental.
- B. Se produce energía donde se consume, por lo que hay menores pérdidas por transporte y aumenta la autonomía de las fábricas.

Una central termoeléctrica tradicional transforma la energía química contenida en un combustible fósil en energía eléctrica. Normalmente se quema un combustible fósil para producir la energía térmica, energía térmica que es convertida en energía mecánica, que mediante un alternador se transforma en energía eléctrica, de alta calidad. En las plantas más eficientes de este tipo el rendimiento en la producción de electricidad no supera el 45%; el resto se tira a la atmósfera en forma de gases de escape, a través de chimeneas y en los sistemas de condensación y enfriamiento del ciclo termodinámico.

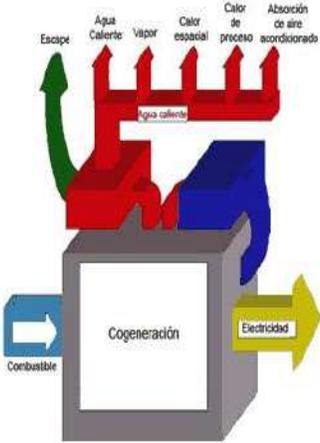
Recientemente se ha dado un paso muy importante en el aumento del rendimiento de las centrales eléctricas con la introducción del ciclo combinado con gas natural, que consiste en el aprovechamiento del calor en dos niveles, con dos ciclos uno de gas (con turbina de gas) y otro de vapor (con turbina de vapor). El resultado es que el rendimiento eléctrico conjunto llega al 60 %.

Pero la mayoría de los procesos industriales, comerciales o de servicios requieren calor a una temperatura relativamente baja, de forma que estos procesos sí que pueden aprovechar ese calor que de otra forma se desearía: de esta manera, estos procesos pueden simultanear la producción de electricidad y el aprovechamiento de ese calor residual. Este diferente concepto de aprovechamiento energético es el que realizan las plantas de cogeneración, llegando a un rendimiento global que pueden oscilar entre el 75% y el 90% de la energía química contenida en el combustible.

Producción de calor y electricidad de forma separada



Eficiencia: $(36+80) / 200 = 0,58 = 58\%$



Cogeneración



Eficiencia: $(30+55) / 100 = 0,85 = 85\%$

Fig.2.2. Eficiencia de la cogeneración.

Los elementos comunes de una planta de cogeneración son los siguientes:

- a) Fuente de energía primaria: suele ser gas natural, gasóleo o fuelóleo.

- b) El elemento motor. Es el encargado de convertir energía térmica o química en mecánica. Dependiendo del tipo de planta, puede tratarse de turbina de gas, turbina de vapor o motores alternativos.
- c) El sistema de aprovechamiento de energía mecánica: en general suele estar formado por un alternador que la transforma en energía eléctrica, muy versátil y fácil de aprovechar, pero también puede tratarse de compresores, bombas, etc., donde la energía mecánica se aprovecha directamente.
- d) El sistema de aprovechamiento de calor: puede tratarse de calderas recuperadoras de calor de gases de escape, secaderos o intercambiadores de calor, o incluso unidades de absorción que producen frío a partir de este calor de bajo rango.
- e) Sistemas de refrigeración: al final, siempre una parte de la energía térmica contenida en el combustible no será aprovechada en la planta y debe ser evacuada. Las torres de refrigeración, los aerocondensadores o los intercambiadores suelen ser elementos habituales en estos sistemas. Un objetivo muy importante del diseño de una planta de cogeneración es minimizar esta cantidad de calor desaprovechada y evacuada a la atmósfera.
- f) Sistema de control: se encarga del gobierno de las instalaciones, normalmente muy automatizadas.
- g) Sistema eléctrico: permite tanto la alimentación de los equipos auxiliares de la planta, como la exportación/importación de energía eléctrica necesaria para cumplir el balance. La fiabilidad de esta instalación es muy importante, así como la posibilidad de trabajo en isla, lo que permite alimentar la fábrica en situación de deficiencia de la red externa y estar disponible inmediatamente en el momento que se restablezcan las condiciones de servicio.
- h) Otros sistemas auxiliares: como aire comprimido, ventilación, aire acondicionado, etc., propio de los procesos industriales. [4]

2.2. CONCEPTOS BÁSICOS DE ESTABILIDAD EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

2.2.1. Dinámica en los sistemas eléctricos de potencia

Para entender mejor la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, es necesario tener algún conocimiento del fenómeno dinámico. En este contexto se usa la palabra dinámica para denotar la forma en el que sistema eléctrico de potencia responde ante una perturbación. Tal perturbación puede ser una acción intencional como por ejemplo

conmutación programada de un generador, o un evento accidental como el impacto de un rayo. Una de las formas comunes e importantes de clasificar la dinámica de los sistemas de potencia es el rango de tiempo de su respuesta natural. Existen varias categorías para el fenómeno dinámico en los sistemas de potencia las cuales son las siguientes. [6]

La dinámica de los sistemas de potencia se puede dividir en: *dinámica de onda* es la más rápida, esta ocurre en las líneas de transmisión de alta tensión y son el resultado de la propagación de ondas electromagnéticas causadas por el impacto de rayos u operaciones de conmutación. Un poco más lenta, es la *dinámica electromagnética* que se produce devanados de las maquinas durante una perturbación. La *termodinámica* es la más lenta de todas y es producida por las medidas de control para calderas de vapor en respuesta a la variación de la frecuencia.

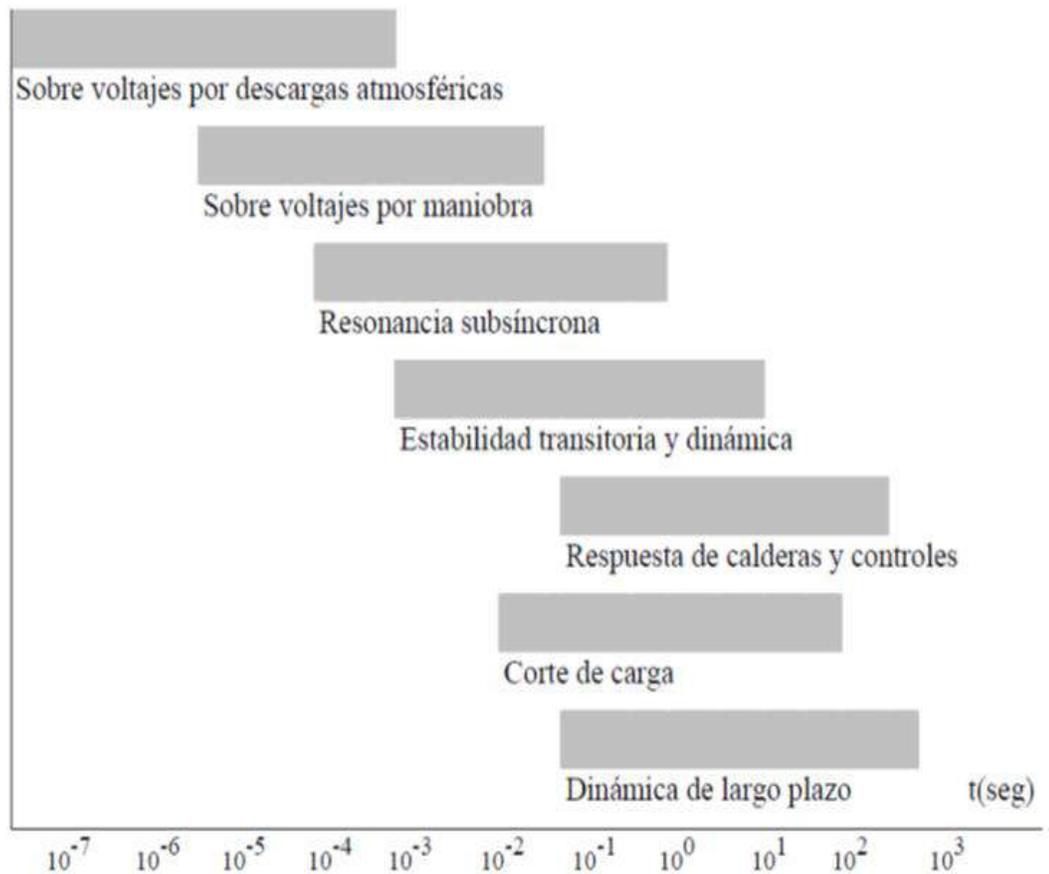


Fig.2.3. Dinámica del sistema de potencia de acuerdo al período de duración.

2.2.2. Estabilidad

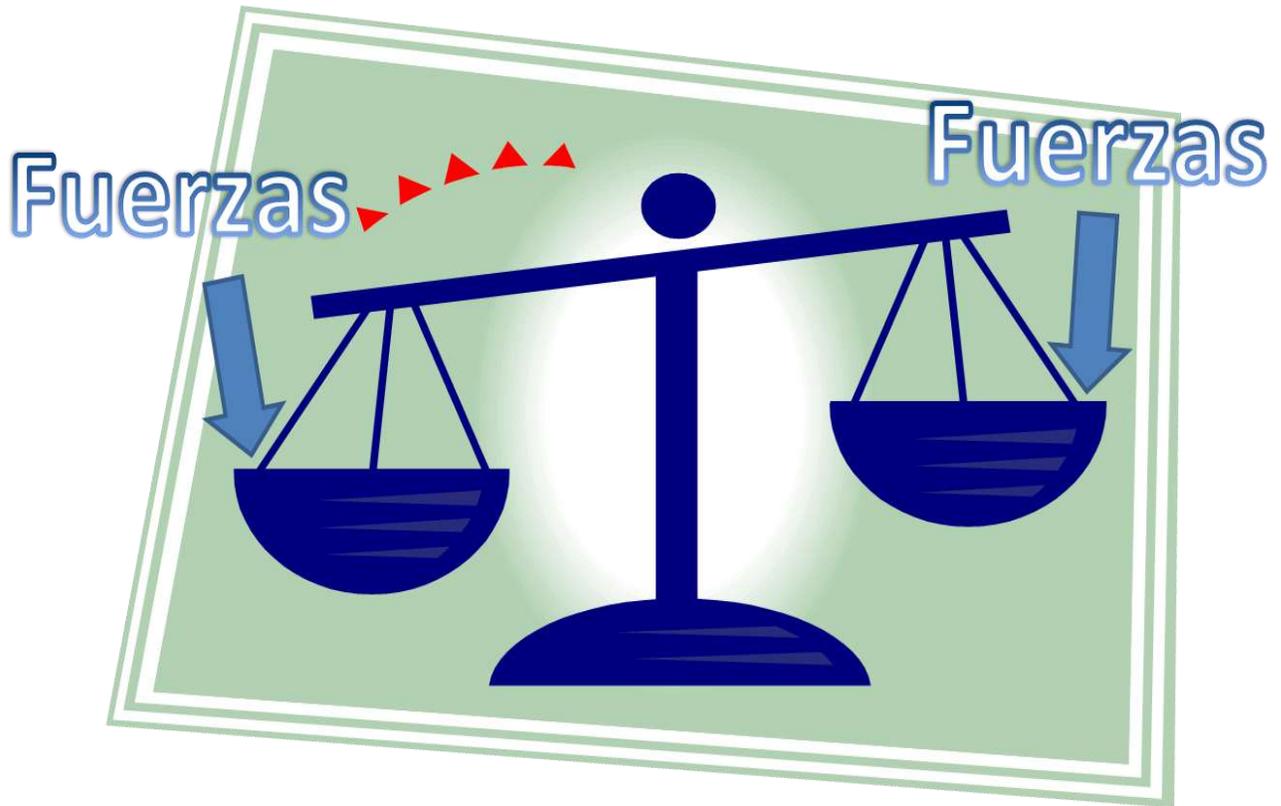


Fig.2.4. La estabilidad es un problema de equilibrios.

La estabilidad en un sistema eléctrico de potencia, es la habilidad que éste, para recuperar el estado de operación en equilibrio después de haber sido sometido a una perturbación con la mayoría de las variables del sistema delimitadas de tal manera que todo el sistema permanezca intacto.

La estabilidad depende tanto del estado de operación inicial del sistema como de la severidad del disturbio.

Por lo general, el sistema se altera de modo que la operación de estado estable de post-disturbio es diferente a la de antes del disturbio.

Bajo condiciones de estado estable hay equilibrio entre el par mecánico de entrada y el par eléctrico de salida y la velocidad permanece constante. Si en el sistema se perturba este equilibrio se “desestabiliza”.

El mecanismo por el cual las máquinas síncronas interconectadas mantienen el sincronismo con las otras es a través de fuerzas restauradoras.

Bajo condiciones normales de operación, los cambios en el sistema son pequeños y ocurren en periodos de tiempo relativamente largos, desde algunos segundos hasta varios minutos, por lo que se considera que el sistema está operando en estado estacionario. Sin embargo, bajo condiciones de contingencias, se producen cambios importantes y de forma repentina que hace que la transición de un estado de operación a otro sea violenta, lo cual produce cambios importantes en las variables del sistema, por lo que se considera que el sistema está en estado transitorio y para su análisis requiere de estudios desde un punto de vista dinámico. [7]

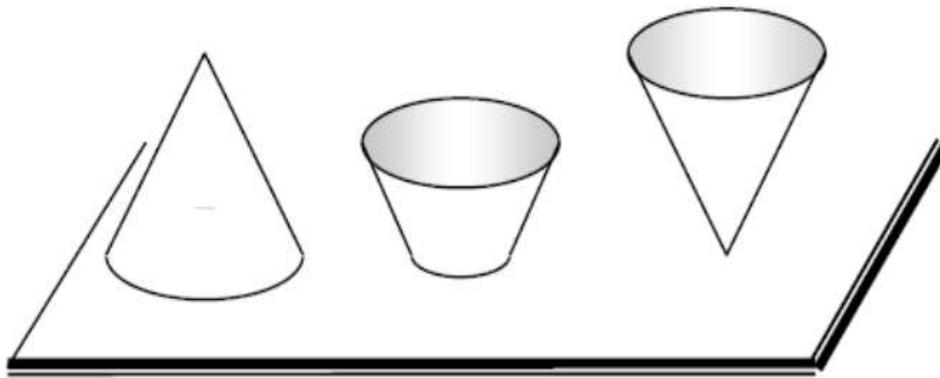


Fig.2.5. Sistema estable, moderadamente estable y críticamente estable.

Enfoque de inestabilidad

La inestabilidad en un sistema de potencia puede ser manifestada en diversas formas, dependiendo de la configuración y modo de operación.

Tradicionalmente, el problema de estabilidad ha sido el mantenimiento de la operación sincronizada.

Todas las máquinas síncronas se mantienen en sincronismo, o más coloquialmente “en paso”.

La inestabilidad, también puede ser encontrada sin la pérdida de sincronismo.

Por ejemplo, un sistema consistente de un generador síncrono alimentando una carga de un motor de inducción a través de una línea de transmisión puede transformarse inestable por el colapso del voltaje de la carga.

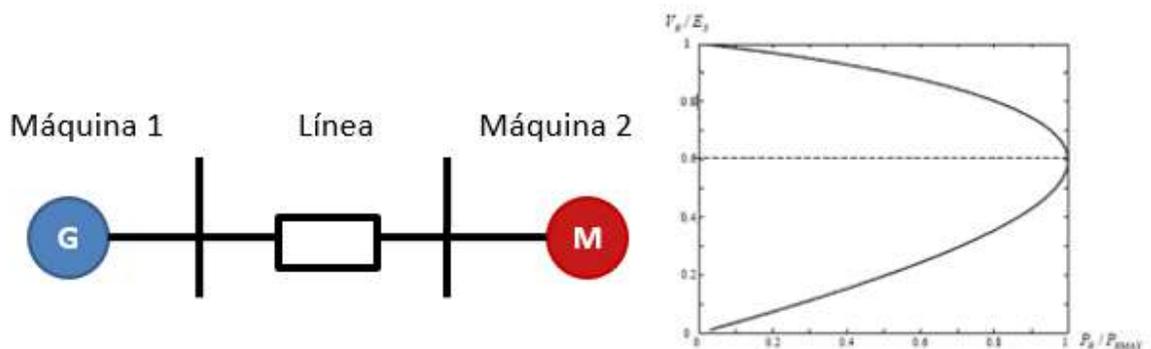


Fig.2.6. Ejemplo de inestabilidad de voltaje.

Mantener el sincronismo no es una cuestión en éste caso; en cambio, la preocupación es la estabilidad y el control de voltaje.

Perturbación.

Un cambio repentino o una secuencia de cambios en uno o más parámetros del sistema o en una o más cantidades operativas. [8]

En la evaluación de la estabilidad el interés es el comportamiento del sistema cuando está sujeto a una perturbación transitoria.

La perturbación puede ser pequeña o grande.

Por la magnitud de la perturbación:

- Pequeñas: pequeñas variaciones en la carga y generación.
- Grandes: cortocircuitos, rechazos de carga o generación importantes.

Las perturbaciones pequeñas en la forma de cambios de carga tienen lugar continuamente, y el sistema se ajusta por sí mismo a las condiciones cambiantes.

El sistema debe ser capaz de operar satisfactoriamente bajo estas condiciones y satisfacer el máximo valor de carga.

Además, éste debe ser capaz de soportar perturbaciones de una naturaleza más severa, tales como cortocircuitos en líneas de transmisión, pérdida de un generador de gran tamaño o carga, y pérdidas de interconexión entre subestaciones.

La respuesta del sistema a una perturbación involucra mucho del equipamiento del mismo.

2.2.3 Límites de estabilidad

Hay dos tipos de límites de estabilidad para un sistema de potencia, llamados límites de estabilidad de estado estable y límites de estabilidad transitoria.

Límites de estabilidad de estado estable.

La estabilidad de estado estable se define como la estabilidad del sistema bajo condiciones graduales y pequeñas en el sistema. Esta estabilidad puede ser encontrada, ya sea calculando el flujo de cargas para una operación de estado estable o mediante un estudio de estabilidad transitoria, si hay cambios en el sistema o disturbios involucrados. Se dice que el sistema de estado estable es estable, si después de un disturbio gradual o pequeño, todas las máquinas síncronas alcanzan su condición idéntica de operación de estado estable o cercano a la condición de operación cercana al pre-disturbio. El límite de estabilidad de estado estable para cualquier máquina síncrona es cuando el ángulo del rotor es menor a 90 grados.

Límites de estabilidad transitoria.

La estabilidad dinámica o transitoria es definida como la estabilidad del sistema durante y después de cambios súbitos o disturbios en el sistema, tales como: cortocircuitos, pérdida de generadores, cambios súbitos de carga, disparo de líneas, o cualquier otro impacto similar. Se dice que la estabilidad transitoria de un sistema es estable, si después del disturbio severo, todas las máquinas síncronas alcanzan su condición de operación de estado estable sin una pérdida prolongada de sincronismo o que puedan estar fuera de paso con respecto a las otras máquinas.

2.2.4 Clasificación de estabilidad

En etapas tempranas los ingenieros en sistemas de potencia encontraron principalmente problemas en estabilidad relacionados con el ángulo del rotor, en el que todo el sistema podría perder un sincronismo después de una perturbación. Sin embargo, con la continua expansión de los sistemas de potencia modernos, los cuales operan en condiciones de mayor estrés, diferentes formas de inestabilidad han aparecido.

La estabilidad de un sistema de potencia es un problema sencillo; sin embargo, resulta impráctico estudiar éste como tal.

La inestabilidad de un sistema de potencia puede tomar diferentes formas y puede ser influenciado por un amplio rango de factores.

El análisis del problema de estabilidad, identificación de factores que contribuyen a la inestabilidad y la formación de métodos para mejorar la operación estable son grandemente facilitadas por la clasificación de la estabilidad en apropiadas categorías.

Algunos criterios para la clasificación de la estabilidad se basan en lo siguiente:

- Naturaleza física de la inestabilidad resultante.
- El tamaño de la perturbación considerada.
- Los dispositivos, procesos, y el espacio de tiempo que debe ser tomado en consideración para determinar la estabilidad.
- El método de cálculo y predicción de estabilidad más apropiado.

Una clasificación detallada acorde con los diferentes mecanismos es útil para el buen entendimiento de la situación, aunque se puede considerar que el problema de estabilidad en un sistema de potencia es esencialmente el mismo. En [6], se proponen tres categorías: estabilidad de ángulo, estabilidad de tensión y estabilidad de frecuencia.

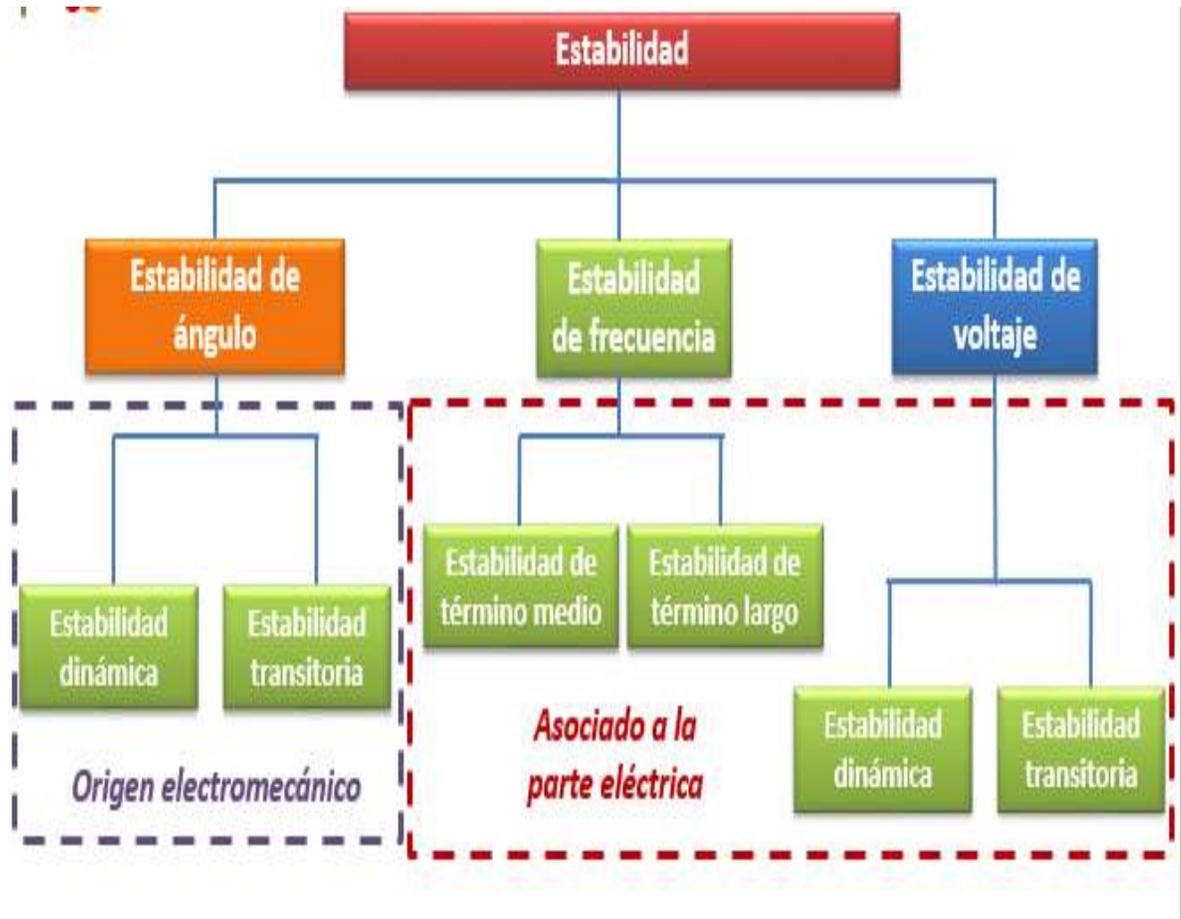


Fig.2.7. Clasificación de la estabilidad.

2.2.4.1 Estabilidad de ángulo de rotor

La estabilidad de ángulo de rotor se refiere a la habilidad de las máquinas síncronas pertenecientes a un sistema de potencia interconectado, de permanecer en sincronismo después de una perturbación. Esta situación obedece a la habilidad de mantener o restaurar el equilibrio entre el par electromagnético y entre el par mecánico de cada máquina síncrona del sistema. La inestabilidad se manifiesta en la forma de un incremento de las oscilaciones

angulares de algunos generadores, lo que conduce a la pérdida de sincronismo con otras máquinas del sistema. [6]

La estabilidad angular es en general de naturaleza no lineal y dependiendo del tamaño de la perturbación, las condiciones de operación y el objetivo del estudio puede clasificarse en:

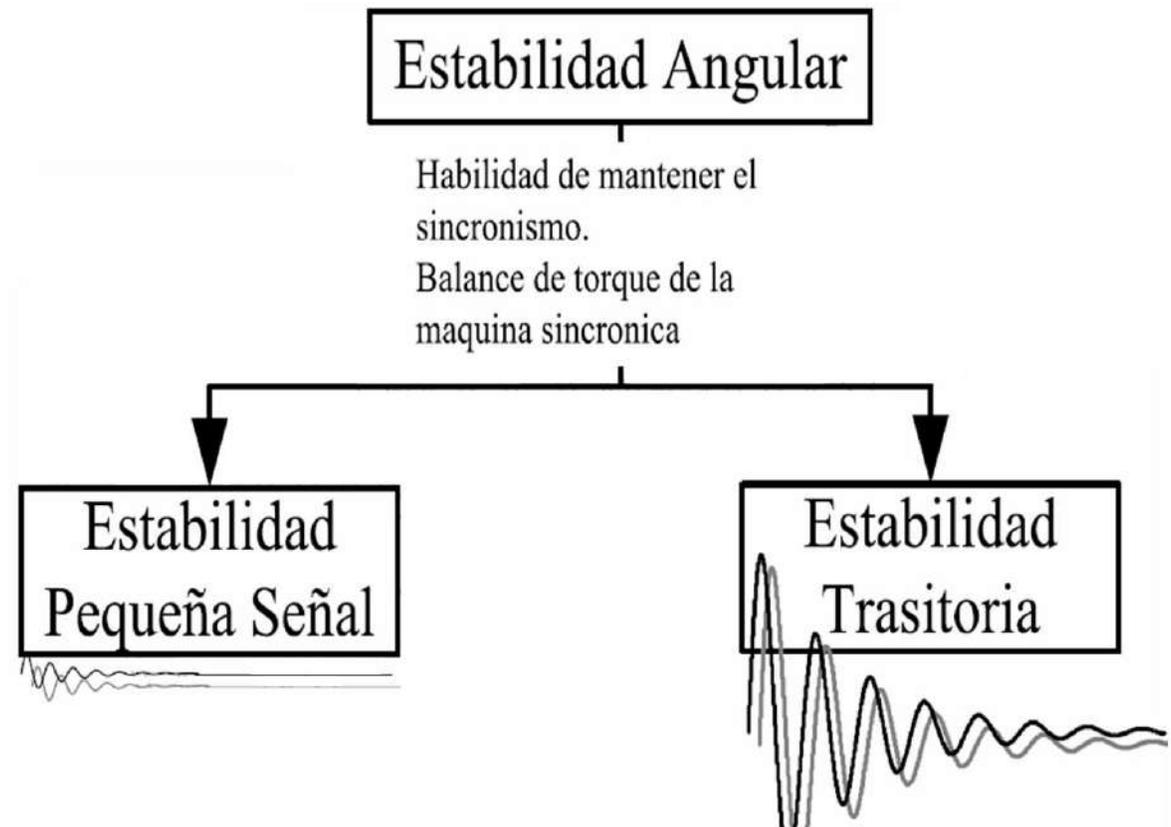


Fig.2.8. Clasificación de la estabilidad angular.

- **Estabilidad a pequeños disturbios**

Los estudios de estabilidad a pequeños disturbios, también llamados de pequeña señal, se realizan para magnitudes de disturbio pequeñas, por ejemplo, variaciones de carga o generación. El criterio de estabilidad consiste en que el sistema es estable si después de ocurrido un disturbio pequeño el sistema regresa a una condición de operación en estado estacionario la cual puede ser idéntica o cercana a la condición de operación de pre-disturbio.

En los sistemas de potencia actuales, los problemas de estabilidad de pequeña señal son usualmente causados por falta de suficiente par de amortiguamiento, por lo que algunas variables del sistema de potencia muestran oscilaciones que se caracterizan por el incremento de su amplitud después de una perturbación.

Si se asume que la perturbación es pequeña, la linealización del modelo del sistema es permitida y así los métodos de análisis modal son aplicables [9] [10]. Las simulaciones no lineales en el dominio del tiempo son otro enfoque efectivo para el análisis de pequeña señal, ya que usualmente los resultados del análisis modal son verificados utilizando simulaciones en el dominio del tiempo. Sin embargo, las simulaciones en el tiempo tienen una debilidad relativa, para determinar las características nodales críticas las cuales son importantes en el diseño de contramedidas, mientras el análisis modal da una información completa de las características inherentes de los modos que se utilizan en el diseño de control para el mejoramiento del amortiguamiento. Una propuesta realizable es utilizar tanto métodos lineales como las simulaciones en el dominio del tiempo en forma complementaria. [6]

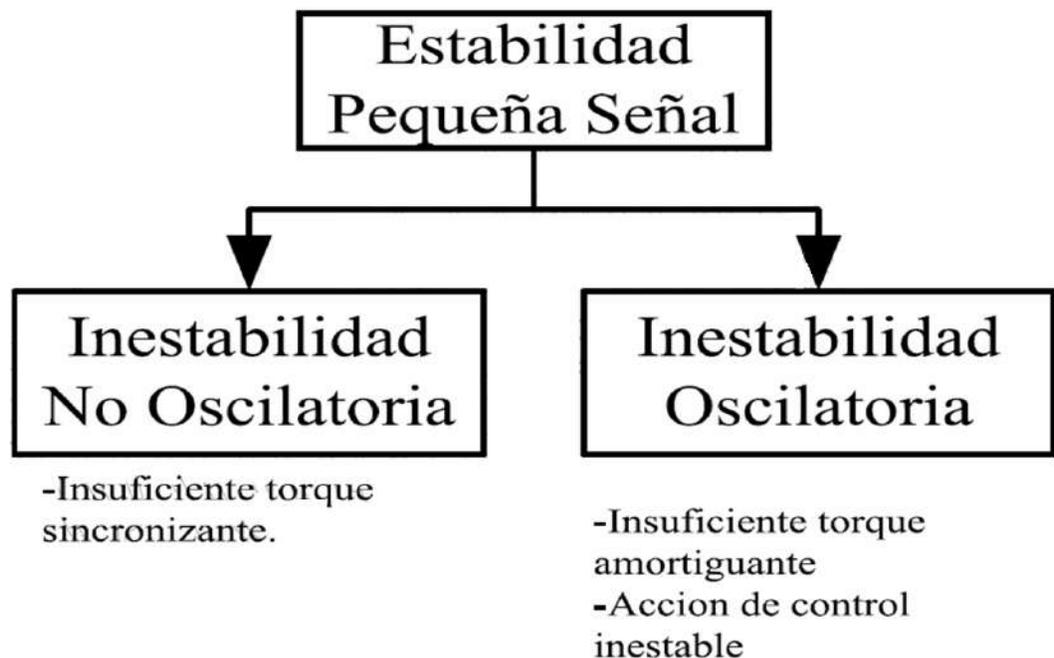


Fig.2.9. Clasificación de la estabilidad de pequeños disturbios o señal.

- *Estabilidad transitoria*

Los estudios de estabilidad transitoria son asociados con la operación sincronizada de los generadores del sistema y evalúan su comportamiento dinámico cuando el sistema es sometido a grandes disturbios como la salida de generadores, líneas de transmisión o grandes variaciones de cargas. Este tipo de fenómeno es dominado principalmente por la dinámica que presentan los ángulos de los rotores de los generadores y la relación ángulo potencia, llamada estabilidad angular del rotor.

La estabilidad transitoria depende tanto del estado de operación inicial como de la severidad de la perturbación. Los problemas de inestabilidad usualmente se deben al insuficiente par de sincronismo, lo que evoluciona normalmente en desviaciones angulares periódicas.

Las características no lineales de la estabilidad transitoria obligan a que las simulaciones no lineales en el dominio del tiempo desempeñen un papel importante en los estudios relevantes [11]. Otra forma de determinar la estabilidad, es mediante la conformación de una función de energía, cuyo concepto se puede explicar, mediante una analogía entre lo que sucede en un sistema de potencia y un sistema conformado por una bola rodando dentro de la superficie de inercia, la cual se muestra en la *Fig.2.10*. El área dentro del tazón representa la región de estabilidad y, afuera del tazón se representa la región de inestabilidad. La forma del borde del tazón es irregular por lo cual los diferentes puntos que lo conforman se encuentran en diferentes alturas.

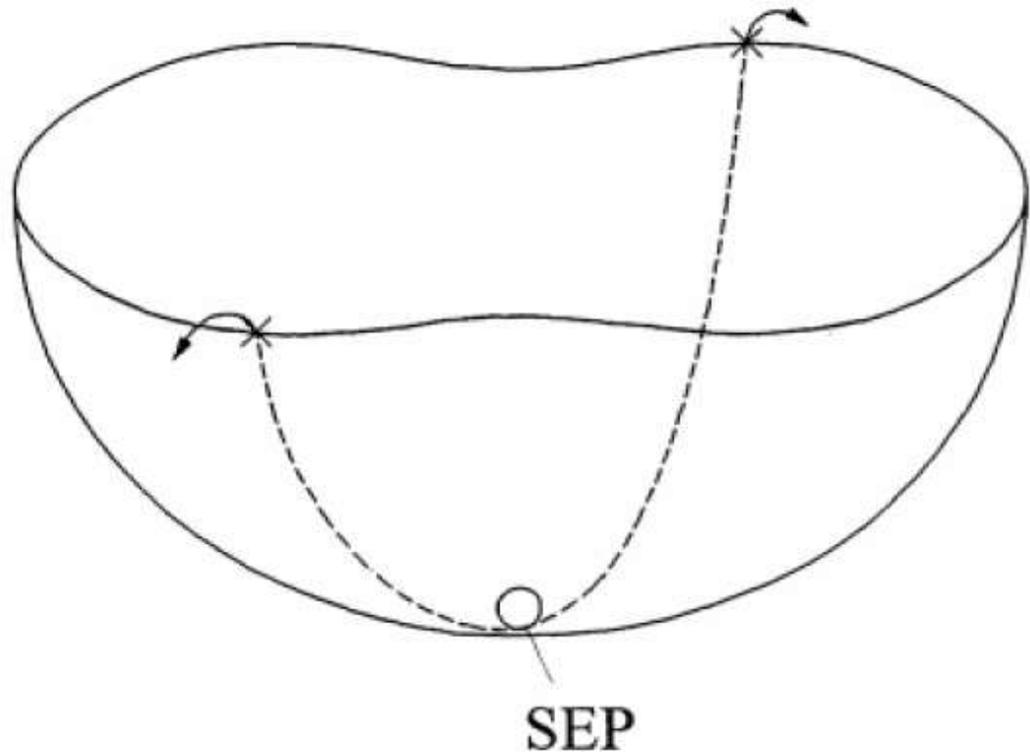


Fig.2.10. Bola dentro de una superficie de inercia.

Inicialmente la bola se encuentra en reposo en el fondo del tazón, estado que se denomina “punto de equilibrio estable”. Si, se inyecta una cantidad de energía cinética a la bola, esta rodara hacia arriba en una dirección determinada, alejándose del punto de equilibrio. Dependiendo de la cantidad de energía cinética aplicada inicialmente, la bola se detendrá en algún punto. En caso de que la bola se transforme toda la energía cinética es potencial antes de alcanzar el borde, entonces la bola rodara de regreso y eventualmente se establecerá un nuevo punto de equilibrio.

Sin embargo, si la energía cinética inyectada, es suficiente para causar que la bola ruede por encima del borde y salga del tazón; entonces la bola alcanzará la región de inestabilidad y no regresara a su punto inicial.

Se requieren dos cantidades para determinar si la bola entrara en la región de inestabilidad, la energía cinética inicial inyectada, y la altura desde el punto de equilibrio

hasta el borde del tazón. La localización del punto de cruce dependerá de la dirección del movimiento impuesto inicialmente a la bola.

Las bases para la aplicación de los métodos de “funciones de energía”, el análisis de estabilidad para sistemas de potencia, son conceptualmente similares a lo que sucede en la analogía mencionada anteriormente. Inicialmente el sistema está operando en un punto de equilibrio estable; al ocurrir una falla, el equilibrio entre la potencia generada y consumida se altera, por tanto, las máquinas síncronas se aceleran y el sistema de potencia gana energía cinética y potencial durante el periodo que dure la falla, consecuentemente, el sistema se aleja del punto de equilibrio. Una vez aclarada la falla, la energía cinética es transformada en energía potencial.

Para evitar la inestabilidad, el sistema debe ser capaz de absorber energía cinética; durante los momentos en que las fuerzas aplicadas sobre los generadores traten de llevarlos hacia nuevas posiciones de equilibrio. Esto dependerá de la capacidad del sistema luego de la perturbación, para absorber energía potencial.

Dependiendo de la topología del sistema después de la perturbación, existe una máxima energía transitoria o crítica que el sistema puede absorber, por tanto, la evaluación de la estabilidad transitoria requiere:

- a) Funciones que describan adecuadamente la energía responsable de la separación de una o más máquinas síncronas del resto del sistema.
- b) Una estimación de la energía crítica con la cual las máquinas pierden el sincronismo.

2.2.4.2 Estabilidad de ángulo de tensión

La estabilidad de tensión se refiere a la habilidad de los sistemas de potencia de mantener la tensión estable en todas las barras del sistema, después de haber sido objeto de una perturbación. Este tipo de estabilidad depende de mantener y/o restaurar el equilibrio entre la generación y la demanda de energía en el sistema, la inestabilidad se puede dar en la forma de una caída, o aumento progresivo en la tensión de algunas barras. [6]

Como en el análisis de estabilidad transitoria, las simulaciones en el dominio del tiempo sirven como una herramienta efectiva y precisa para el análisis de estabilidad de tensión. Sin embargo, los requerimientos computacionales son demandantes. Para aumentar la velocidad del análisis, se realizan algunas simplificaciones asumiendo que el sistema se encuentra en estado estable, para así aplicar métodos estáticos, tales como el método de continuación, para determinar los límites de cargabilidad y adoptar algunos índices de sensibilidad para estimar la distancia del punto actual de operación del sistema hasta el colapso de tensión. [12] [13]

La Inestabilidad de voltaje proviene de la respuesta dinámica de la carga que trata de mantener el consumo de energía más allá de la capacidad combinada de los sistemas de transmisión y generación. [7]

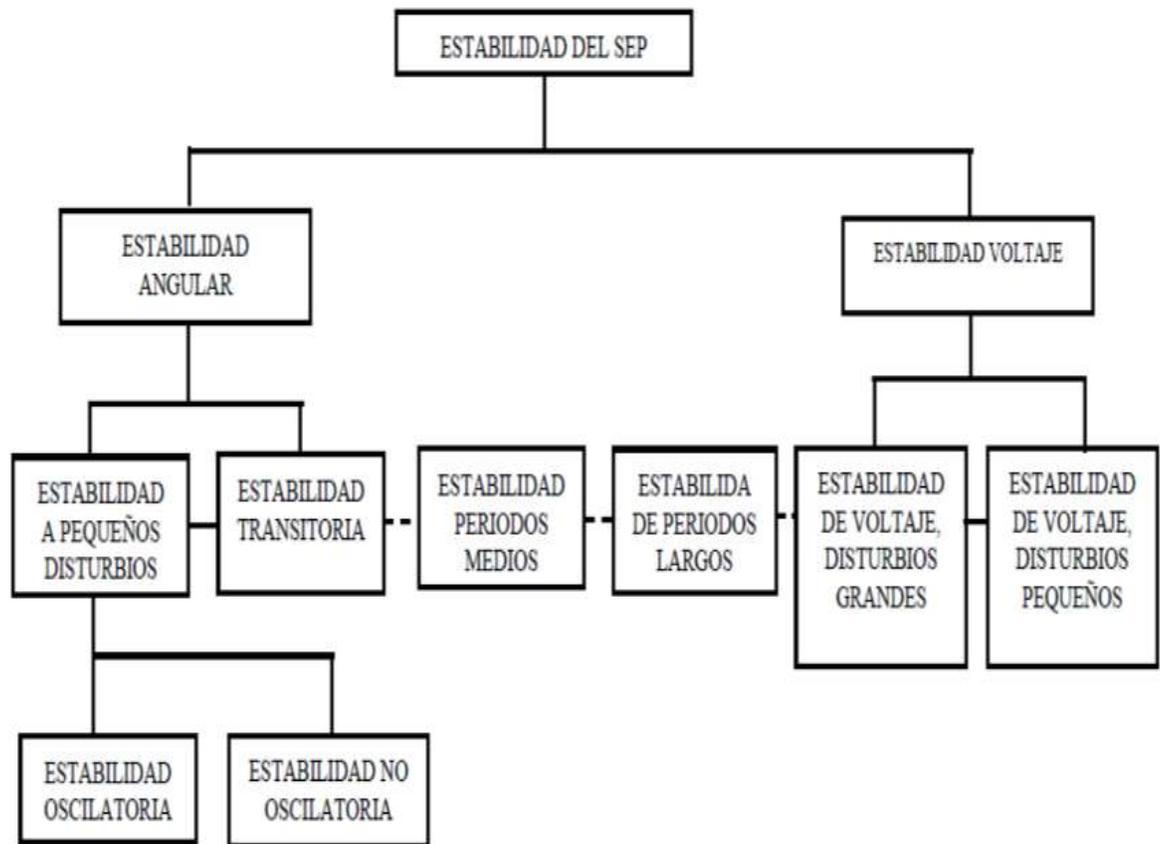


Fig.2.11. Similitudes entre la estabilidad angular y de voltaje.

Estabilidad de voltaje ante pequeñas perturbaciones:

Un SEP es estable en voltaje si ante una pequeña perturbación, los voltajes en los nodos de carga son aproximadamente iguales a los voltajes anteriores a la perturbación.

Se dice que un SEP es estable en voltaje si ante una perturbación los voltajes de estado estacionario en los nodos de carga se aproximan a los valores de equilibrio y se mantienen dentro del rango aceptable. [14]

Un sistema de potencia entra a un estado de colapso de voltaje cuando ante una perturbación los voltajes de estado estacionario están fuera de límites aceptables (El colapso puede ser parcial o total).

2.2.4.3 Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de frecuencia se refiere a la habilidad del sistema de potencia para mantener la frecuencia estable luego de una perturbación. La estabilidad depende de la habilidad de mantener o restaurar el equilibrio entre la generación y la demanda, con la mínima pérdida no intencional de carga. La consecuencia de la inestabilidad es la producción de oscilaciones sostenidas en frecuencia, las cuales conducen a la pérdida de unidades generadoras y/o cargas. [6]

La posible inestabilidad de frecuencia es usualmente analizada con simulaciones en el dominio del tiempo. Aunque el procedimiento es similar al de la estabilidad transitoria, el modelo del sistema de potencia podría necesitar alguna adaptación. Por ejemplo, dado que este análisis es un proceso dinámico a largo plazo, se necesita una representación apropiada del primo motor, de los sistemas de protección y de los sistemas de control. [6]

2.3. GENERALIDADES DE UN ESTUDIO DE ESTABILIDAD

Dependiendo de los objetivos y alcances de un estudio de estabilidad se van a requerir diferentes modelos, metodología o enfoques del mismo.

Por lo que se debe tener claros los siguientes aspectos:

- Alcance y objetivo
- Criterios a considerar
- Datos requeridos
- Preparación de los casos base
- Preparación de los modelos de simulación
- Selección de contingencias
- Inicialización de los casos
- Selección de variables a monitorear

2.3.1. Alcances y Objetivos

- ✓ Estudios rutinarios de operación.
- ✓ Estudios rutinarios de planeación.
- ✓ Coordinación de protecciones.
- ✓ Simulaciones de apoyo para analizar problemas tales como estabilidad de frecuencia, estabilidad de voltaje, estabilidad de pequeña señal, etc....
- ✓ Análisis de disturbios. [15]

2.3.2. Propósito para desarrollar un estudio de estabilidad

El desempeño dinámico de un sistema de potencia es significativo en el diseño y operación de un sistema. El estudio de estabilidad transitoria determina el ángulo de potencia en la máquina, las desviaciones de velocidad, la frecuencia eléctrica del sistema, el flujo de potencia real y reactiva de las máquinas, líneas y transformadores, así como los niveles de voltaje de los buses del sistema. Estas condiciones proveen indicaciones para la evaluación en estabilidad del sistema. Los resultados son desplegados en el diagrama unifilar y también pueden ser impresos o graficados. Para los estudios de estabilidad transitoria se deben modelar los grupos particulares de máquinas que se sabe que tienen una influencia importante en la operación del sistema. El tiempo total de la simulación para cada caso de estudio deberá ser suficientemente largo para obtener una conclusión de estabilidad.

2.3.3. Causas que ocasionan problemas de inestabilidad

- Entre las causas más comunes que pudieran ocasionar inestabilidad en un sistema de potencia, se encuentran:
- Cortocircuito
- Pérdida de un enlace en la acometida del sistema
- Pérdida de una porción de la carga en una planta de generación (rechazo del generador)
- Arranque de un motor que es relativamente grande respecto a la capacidad de generación del sistema
- Operaciones de salida y entrada de líneas y capacitores
- Pérdida súbita de carga o generación

2.3.4. Consecuencias del problema de inestabilidad

Los problemas usualmente son muy severos y pueden estar en el rango de daño permanente en equipos hasta la salida de la planta. Algunas consecuencias típicas se listan a continuación:

- Apagones de áreas completas.
- Interrupción de cargas.
- Condiciones de bajo voltaje
- Daño a equipos
- Mal funcionamiento de relevadores y dispositivos de protección.

2.3.5. Mejora de estabilidad transitoria en un sistema de potencia

Dependiendo de las causas de los problemas de inestabilidad en un sistema en particular, se pueden realizar varias actividades que mejoren la estabilidad del sistema. Sin embargo, cada uno de las mejoras, requieren de una cuidadosa consideración. Algunas mejoras típicas son las siguientes:

- Mejorar la configuración y el diseño del sistema

- Incrementar la potencia de sincronización
- Diseño y selección del equipo rotatorio. Usar motores de inducción, incrementar el momento de inercia, reducir la reactancia transitoria, mejorar el voltaje regulador y las características del excitador
- Aplicación de un estabilizador del sistema de potencia (PSS)
- Aplicación de sistema de protección de alta velocidad– libramiento de la falla rápido, separación del sistema, etc....
- Adicionar un esquema de acción remedial como segregación de cargas (Load Shedding), Disparos automáticos de generación (DAG) etc.

2.4. MÉTODOS PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD

Problema básico.

Se ha agregado energía cinética durante la falla.

Para regresar a velocidad sincrónica, debe de encontrarse alguna forma de remover esta energía cinética que se ha agregado.

Si se puede es transitoriamente estable.

Si no se puede es inestable.

Medidas primarias para mejorar la estabilidad

Este control es utilizado con el objetivo de lograr que un sistema de potencia tienda a una condición de operación estable, después de haber sufrido un disturbio.

Su característica es que es un control discreto, a diferencia de los controles convencionales de gobernación de velocidad y regulación de voltaje que ejercen una acción continua sobre los generadores.

También llamados medios de acción continuos y se pueden clasificar como las siguientes:

- Minimizar la severidad de la falla y su duración.
- Incrementar las fuerzas de sincronización.
- Reducción de la aceleración mediante el control de la potencia mecánica.
- Reducción de la aceleración mediante el control de potencia eléctrica.
- Modifican la respuesta transitoria del sistema para mantener el sincronismo.
- Ejercen una acción de control sobre cualquier componente del SEP.
- Adaptan la lógica de control con el equipo estándar de protección.
- El control puede actuar en forma individual o combinando la acción de varios controles discretos
- Es una solución más económica que robustecer la red eléctrica.

2.5. TIPOS DE CONTROLADORES DISCRETOS SUPLEMENTARIOS

- Frenado dinámico.
- Apertura y recierre tripolar.
- Disparo y recierre monopolar.
- Operación de interruptores de alta velocidad.
- Control discreto de sistemas de excitación.
- Separación controlada del sistema.
- Inserción de capacitores serie.
- Disparo automático de generación.
- Desconexión automática de carga.
- Valvuleo rápido.
- Disparo automático de línea.
- Control automático de reactor.
- Modulación de potencia en enlaces de corriente directa (FACTS).

2.5.1 Frenado dinámico

Se incorpora carga eléctrica en terminales del generador.

Se aplica generalmente a centrales generadoras débilmente interconectadas a un SEP.

Al liberarse la falla se conecta carga resistiva en la central

Busca disminuir el esfuerzo torsional entre la turbina y el generador al limitar el desbalance entre la potencia mecánica y la eléctrica.

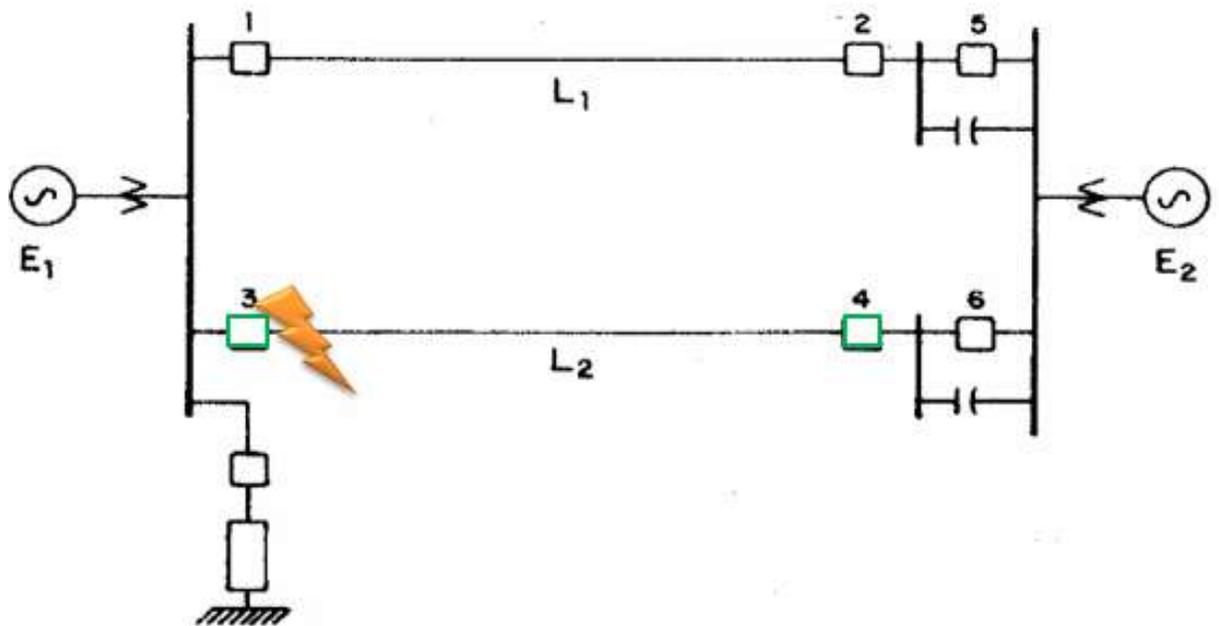


Fig.2.12. Ejemplo del frenado dinámico en un diagrama simplificado.

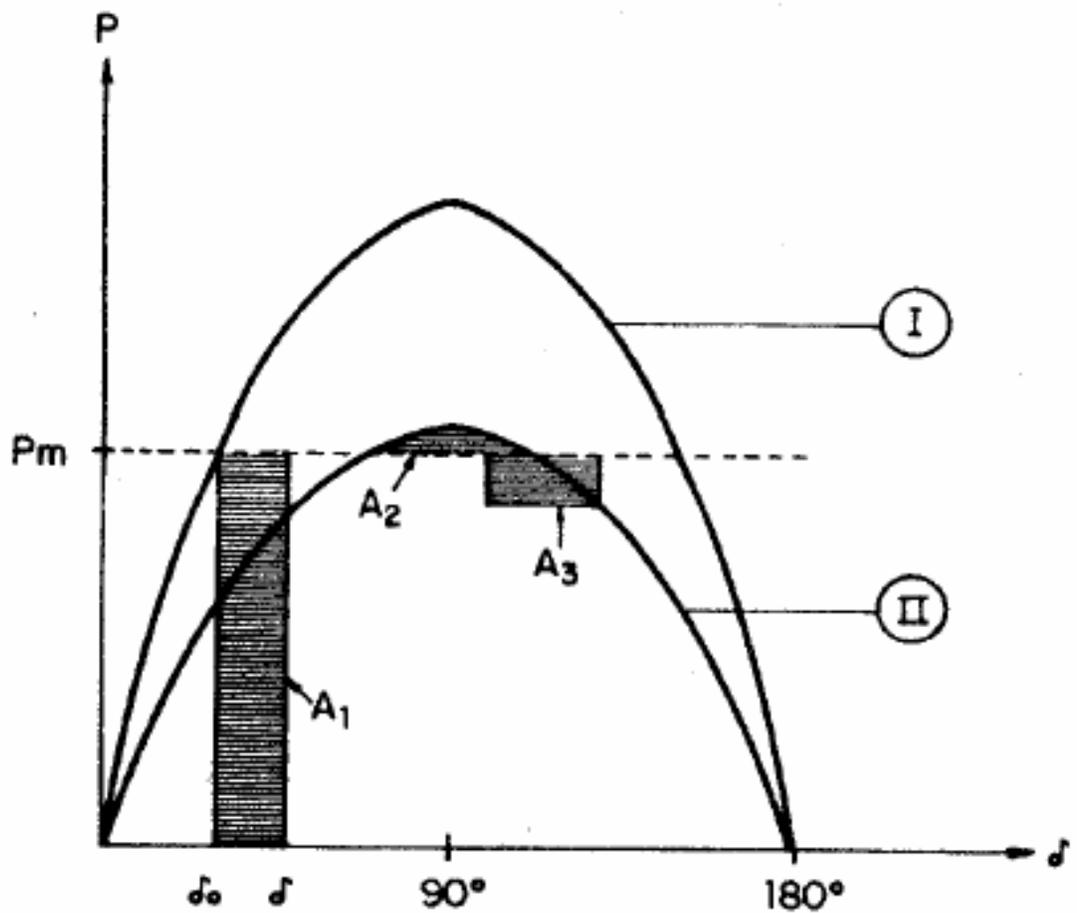


Fig.2.13. Representación de la falla con el frenado dinámico.

2.5.2. Apertura y recierre tripolar

Control que tiene el objetivo de restablecer la topología de la red una vez se ha liberado la falla.

Se basa en la característica transitoria de todas las fallas

Se libera la falla abriendo las tres fases del interruptor y en un tiempo razonable se lleva a cabo el recierre.

Ocasiona pares torsionales en el eje del grupo de la turbina del generados.

En sistemas longitudinales no es recomendable este control.

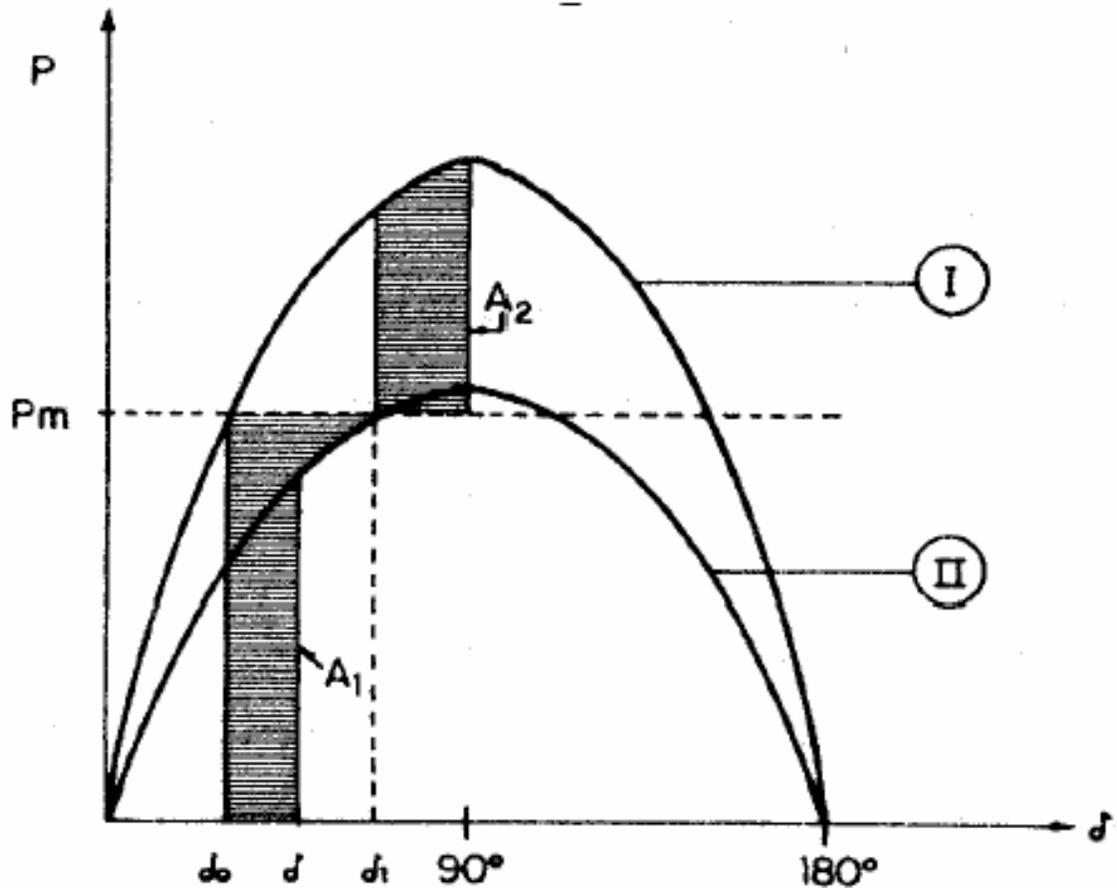


Fig.2.14. Representación de la falla con la apertura y recierre tripolar.

2.5.3. Apertura y recierre monopolar

Control que tiene el objetivo de restablecer la topología de la red una vez se ha liberado la falla.

Se basa en la característica transitoria de todas las fallas

Se libera la falla abriendo únicamente el polo del interruptor en donde se presenta la falla.

Se transmite en las dos fases restantes y en un tiempo razonable se lleva a cabo el recierre.

Permite continuar la transmisión de potencia por dos fases.

Mejora las características de transmisión de potencia.

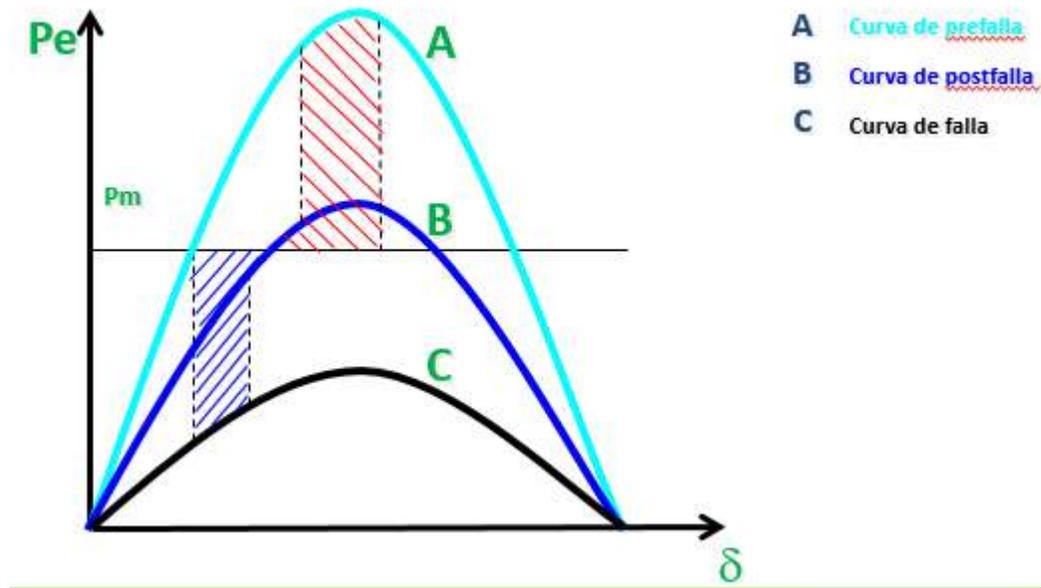


Fig.2.15. Representación de la falla con la apertura y recierre monopolar.

2.5.4. Control discreto del sistema de excitación

Permite modificar el comportamiento del sistema aun en la primera oscilación de potencia después de que se ha presentado el disturbio.

Adiciona una señal excitadora de voltaje que anticipa su accionamiento.

Busca la participación activa del excitador para corregir la condición de disturbio y recobrar con prontitud la estabilidad del sistema.

Cuando se presenta la falla el regulador de voltaje inhibe el voltaje de campo y con ello disminuye la contribución a la falla por parte del generador.

Al liberarse la falla el excitador actúa en forma rápida y modifica el voltaje en terminales.

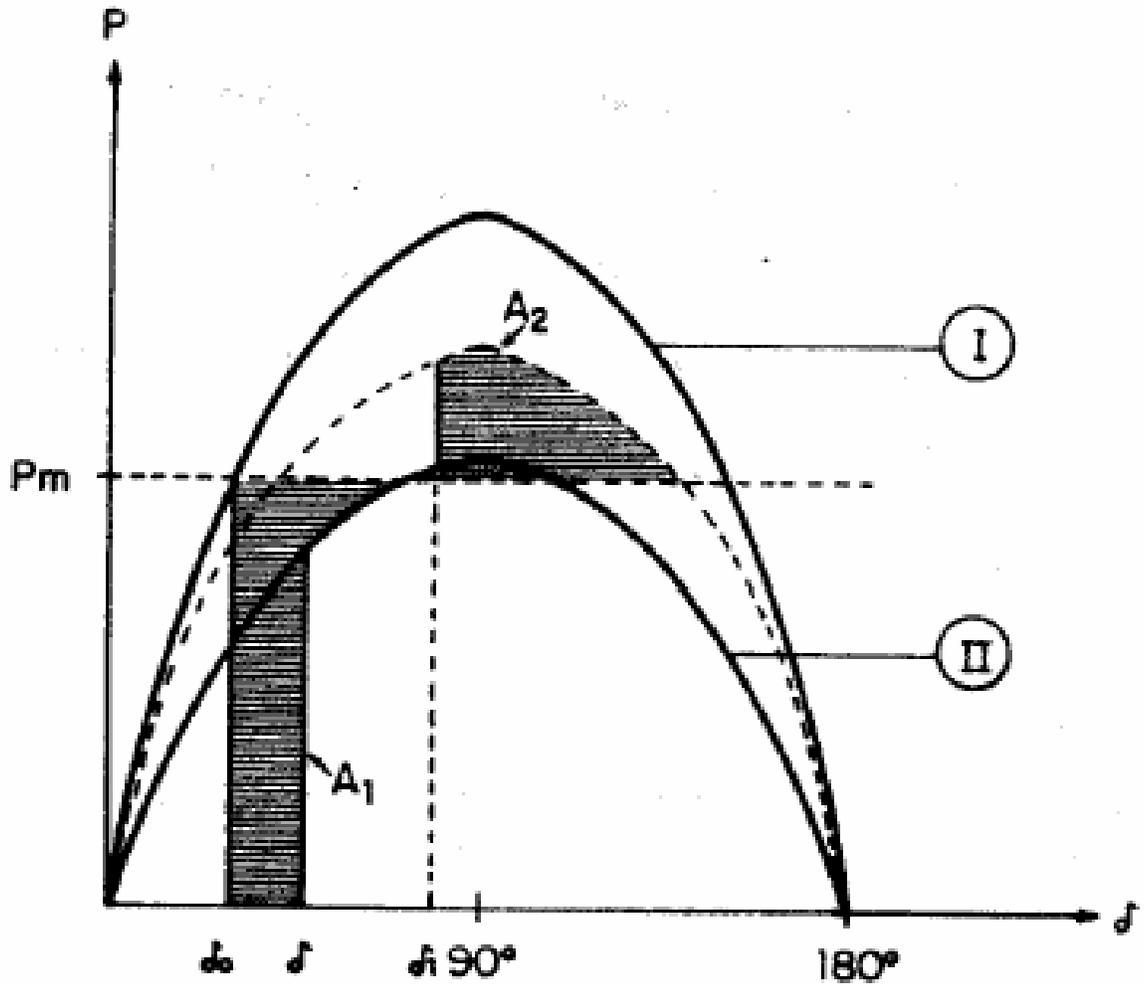


Fig.2.16. Representación de la falla con control discreto de sistemas de excitación.

2.5.5. Separación controlada

El objetivo es separar el sistema cuando se considera que la falla provoca la pérdida de sincronismo.

Se forman con ello islas eléctricas.

Cada una de las islas quedan con su propio balance de generación-carga.

2.5.6. Inserción de capacitor serie

Con este control se disminuye la distancia en el sistema de transmisión.

Se incorpora un capacitor serie a la línea de transmisión durante un corto tiempo.

Al insertar el capacitor se cancela parte de la reactancia inductiva de la línea.

Aumente la cargabilidad del sistema de transmisión.

2.5.7. Disparo de generación

Se utiliza como control de emergencia para evitar la pérdida de sincronismo de un grupo de generadores.

Al accionar desconecta uno o un grupo de generadores.

A pesar de que ocasiona un abatimiento de frecuencia se utiliza para preservar la estabilidad.

Se aplica en centro de generación remotos donde la capacidad de transmisión se opere en su límite máximo o cercano a él.

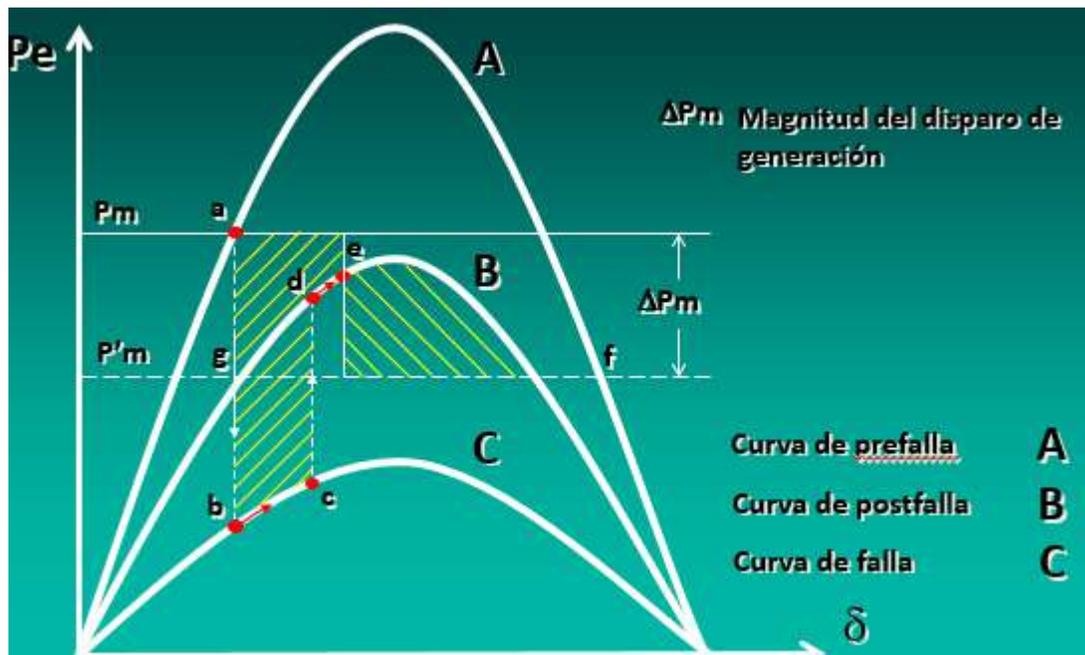


Fig.2.17. Representación de la falla con disparo de generación.

2.5.8. Valvuleo rápido

Busca a la brevedad posible el equilibrio energético entre la potencia mecánica entregada por la turbina y la potencia eléctrica generada.

Cierre momentáneo de las válvulas interceptoras y apertura gradual de estas.

Somete a grandes esfuerzos las válvulas y flechas, y ocasiona otros transitorios en sistemas de vapor y de agua de circulación y mayores problemas en todo el equipo.

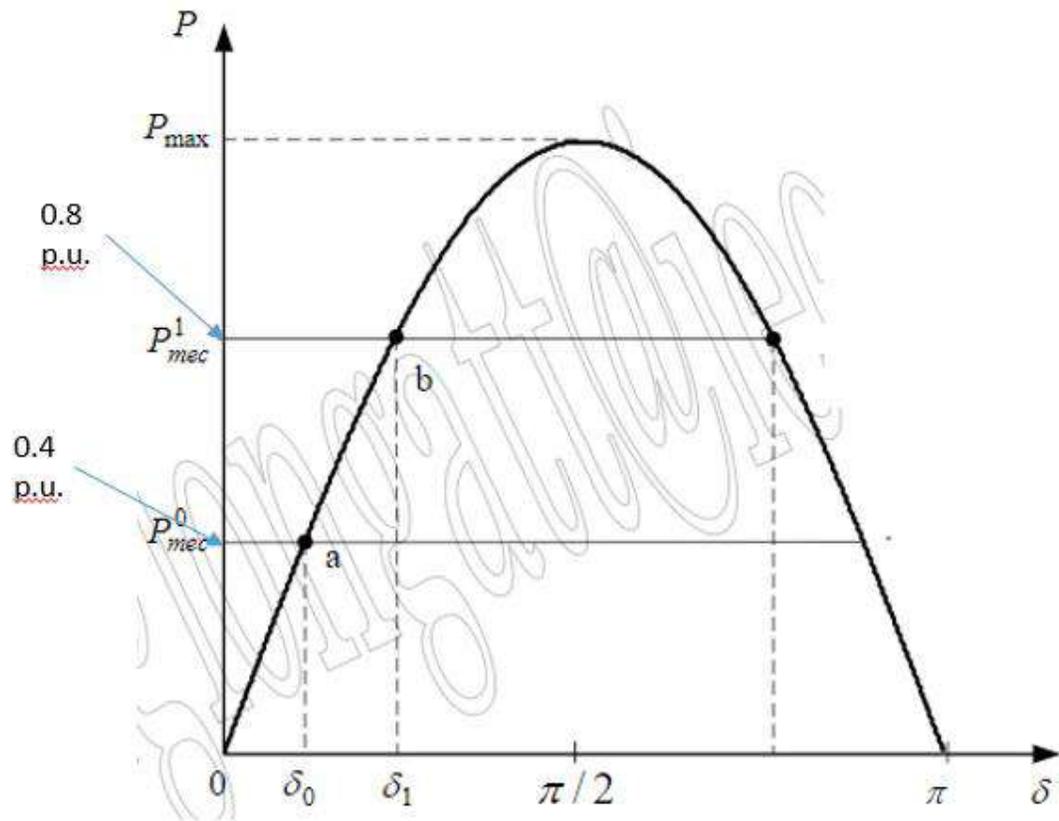


Fig.2.18. valvuleo rápido.

2.5.9. Disparo automático de carga

Se utiliza como control de emergencia para evitar la pérdida del sincronismo.

Se considera que es preferible afectar el servicio de algunos usuarios de manera controlada que llegar al colapso.

El objetivo de este control es el restablecer el equilibrio carga-generación.

Es necesario también cuando se requiera descargar enlaces de transmisión críticos.

Para mantener el control de voltaje en áreas radiales del sistema.

2.5.10. Disparo automático de línea

Es utilizado como control de emergencia por CFE para evitar la pérdida del control de voltaje en el sistema una vez que se ha disparado montos muy altos de carga ocasionando voltajes muy altos en la red.

Normalmente en demandas bajas y en disturbios fuertes los generadores consumen alta cantidad de potencia reactiva para mantener los voltajes en condiciones los voltajes en condiciones muy cercanas al nominal, por lo tanto, si bajo estas condiciones se pierde carga, los voltajes suben hasta valores que pueden poner en peligro el quipo mismo.

Para evitar lo anterior se disparan líneas de forma automática.

Hay que tener mucho cuidado en la selección de cual o cuales líneas se deben disparar, ya que una mala elección puede agravar más el problema, ya que podemos formar islas eléctricas al abrir líneas de enlace entre zonas.

2.5.11. Disparo automático de reactor

Este tipo de control, al igual que el disparo de líneas, es utilizado como control de emergencia para evitar la pérdida de control de voltaje en el sistema una vez que se ha disparado montos muy altos de carga ocasionando voltajes muy altos en la red.

Para evitar los altos voltajes en la red se cierran los reactores de forma automática.

2.5.12. Modulación de potencia en enlaces de corriente directa.

Control rápido de potencia en estaciones convertidoras.

Lógica de control.

- Razón de cambio de la potencia en el enlace de alterna.
- Diferencia en frecuencias.

Capítulo 3

3

Metodología

En esta sección se presenta la metodología de como se espera implementar el desarrollo de la simulación.

3. ETAPAS ELABORADAS

El proyecto se dividirá en 5 etapas a través de las cuales se buscará encontrar los ajustes necesarios para proteger una planta de cogeneración en caso de disturbios que causen problemas en la estabilidad de la planta.

En la primera etapa se recopilará toda la información del equipo primario de la planta de cogeneración. Los equipos de los cuales se obtendrá la información son los siguientes:

Generadores síncronos.

Transformadores de potencia.

Alimentadores aéreos o subterráneos.

Sistemas de control de velocidad de turbina de gas o motores de combustión interna.

Sistemas de excitación.

Esquemas de acción remedial.

Cargas.

La segunda etapa consistirá en una capacitación en el uso del software de PSSE 32, familiarizarse con el programa y su funcionamiento para el modelado de redes. La tercera etapa consistirá en hacer uso del PSSE 32 para modelar los datos obtenidos en la primera etapa que serán los datos de los equipos primarios anteriormente mencionados. Familiarizarse con los módulos de cálculo de corto circuito, Flujos de carga, Estabilidad transitoria. En la cuarta etapa se formularán los escenarios a analizar, es decir provocar un disturbio en la red, que afecte el estado de la estabilidad de los generadores o sobrecargas de equipos. Durante la última etapa se buscará validar los ajustes de sistemas de control, protección de equipos y esquemas de acción remedial de acuerdo con los resultados obtenidos durante la etapa cuatro, además de obtener las conclusiones obtenidas del proyecto elaborado.

3.1 INTRODUCCIÓN AL PSSE®32.

PSSE®32 ha alcanzado el estatus de "estándar de la industria" y ofrece la clara ventaja de ser una de las herramientas de análisis y simulación de transmisión de potencia líderes en el mundo.

PSSE®32 es una herramienta de simulación y análisis de sistemas de potencia para operaciones y planificación de transmisión de energía. Se utiliza en más de 140 países y ofrece la ventaja de ser la herramienta de simulación y análisis de transmisión de potencia líder en el mundo.

Lo emplean ingenieros de planificación y operaciones, consultores, universidades y laboratorios de investigación de todo el mundo. Permite realizar una amplia variedad de estudios: flujo de potencias, análisis dinámicos, cortocircuito, análisis de contingencia, flujo de potencia óptimo, estabilidad transitoria, y mucho más.

Desde su inicio en 1972 como el primer software disponible comercialmente para la simulación de sistemas de transmisión, PSSE®32 ha alcanzado el estatus de "estándar de la industria" y ofrece la clara ventaja de ser una de las herramientas de análisis y simulación de sistemas de transmisión de energía más importantes del mundo.

Ventajas de PSSE®32

En la mayoría de las regiones del mundo, PSSE®32 es el formato estándar de datos/modelo, y proporciona el punto de referencia para los resultados de simulación. Debido a su longevidad y la adopción generalizada de la industria, PSSE®32 ofrece una serie de ventajas:

Resultados fiables

La gran fiabilidad que proporcionan los resultados de PSSE®32 permiten su uso como "referencia" en la literatura académica y en la industria.

Datos y modelos fácilmente intercambiables con otras entidades de la industria

PSSE®32 es un estándar a nivel mundial para planificación de sistemas de generación y distribución eléctrica. Esto permite intercambiar datos y modelos entre distintas organizaciones: TSOs, DSOs, fabricantes, EPCistas, ingenierías y consultorías, centros de investigación, etc.

Acceso a multitud de recursos

Disfrute de un rico ecosistema de documentación, foros en línea, bibliotecas de scripts, bibliotecas de modelos, etc., e interactúe con otros usuarios de PSS®E en todo el mundo

Interoperabilidad con otros estándares de la industria

Posibilidad de interactuar con otras herramientas industriales: importación CIM, conversión de datos de PSSE®32 a PSCAD™, comulación entre PSSE®32 y PSCAD™.

Automatización y personalización

PSSE®32 ofrece una gran capacidad de automatización y personalización a través de sus API, que se encuentran entre las más flexibles de la industria y se basan en la tecnología abierta de Python™.

Los ingenieros eléctricos usan PSSE®32 para analizar, diseñar y ejecutar simulaciones de Modelos de sistemas eléctricos. PSSE®32 tiene una gran biblioteca de herramientas de análisis y módulos opcionales, incluyendo, pero no limitado a:

- Flujo de energía
- Flujo de potencia óptimo
- Análisis de fallas balanceadas o no balanceadas
- Simulación dinámica
- Simulación dinámica a largo plazo
- Acceso abierto y precios
- Análisis del límite de transferencia
- Reducción de red

PSSE®32 utiliza una interfaz gráfica de usuario que está compuesta por toda la funcionalidad del análisis de estado; incluyendo flujo de carga, análisis de fallas, potencia óptima, estudios de flujo, equivalencia y cambio.

PSSE®32 proporciona al usuario una amplia gama de programas de asistencia para la instalación, entrada de datos, salida, manipulación y preparación. Más importante aún, PSSE®32 permite al usuario tener un control sobre las aplicaciones de estas herramientas computacionales.

3.1.1 Análisis de flujos de energía eléctrica

En la industria de servicios eléctricos, el análisis del flujo de energía se utiliza para el análisis del sistema en tiempo real, así como planificación de estudios. El usuario debe poder analizar el rendimiento de los sistemas de energía tanto en modo normal condiciones de funcionamiento y bajo condición de falla (cortocircuito). El estudio en funcionamiento normal en estado estacionario se llama estudio de flujo de potencia (estudio de flujo de carga) y se enfoca en determinar los voltajes, corrientes y la potencia real y reactiva fluye en un sistema bajo condiciones de carga dadas. El propósito del flujo de energía. los estudios consisten en planificar con anticipación y prepararse para las contingencias del "sistema normal menos uno" (N-1).

La interfaz PSSE®32 admite una variedad de instalaciones interactivas que incluyen:

- Introducción, modificación y eliminación de datos de red mediante una hoja de cálculo.
- Creación de redes y diagramas unifilares.
- Análisis de estado estable (flujo de carga, análisis de fallas, flujo de potencia óptimo, etc.)
- Presentación de resultados de análisis de estado estacionario.

3.1.2. Interfaz PSSE®32

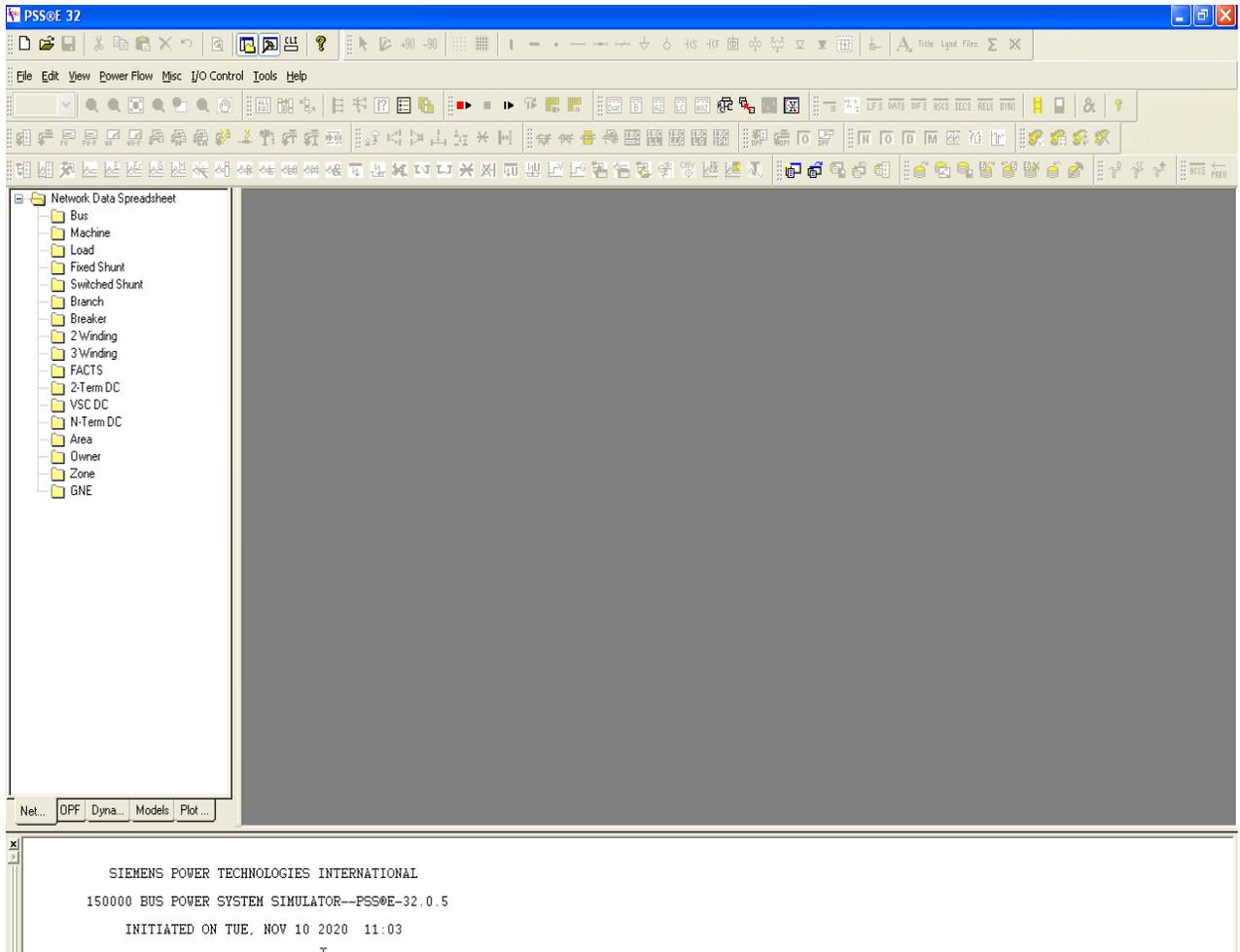


Fig.3.1. Interfaz de PSSE®32.

En la figura 3.1 se muestra la interfaz general del PSSE®32 en la cual se muestran distintos apartados, entre los cuales están los designados para el modelado de redes, estudios de corto circuito, estudios de flujos, además del apartado dinámico en el cual se podrá realizar el estudio de estabilidad transitoria que vamos a tratar en este proyecto.

Es necesario comprender que antes de realizar cualquier estudio de estabilidad transitoria, se necesita obtener condiciones correctas en los estudios tanto de flujos de potencia, como los estudios de corto circuito.

A continuación, se mostrará una imagen del sistema sobre el que se pretende trabajar.

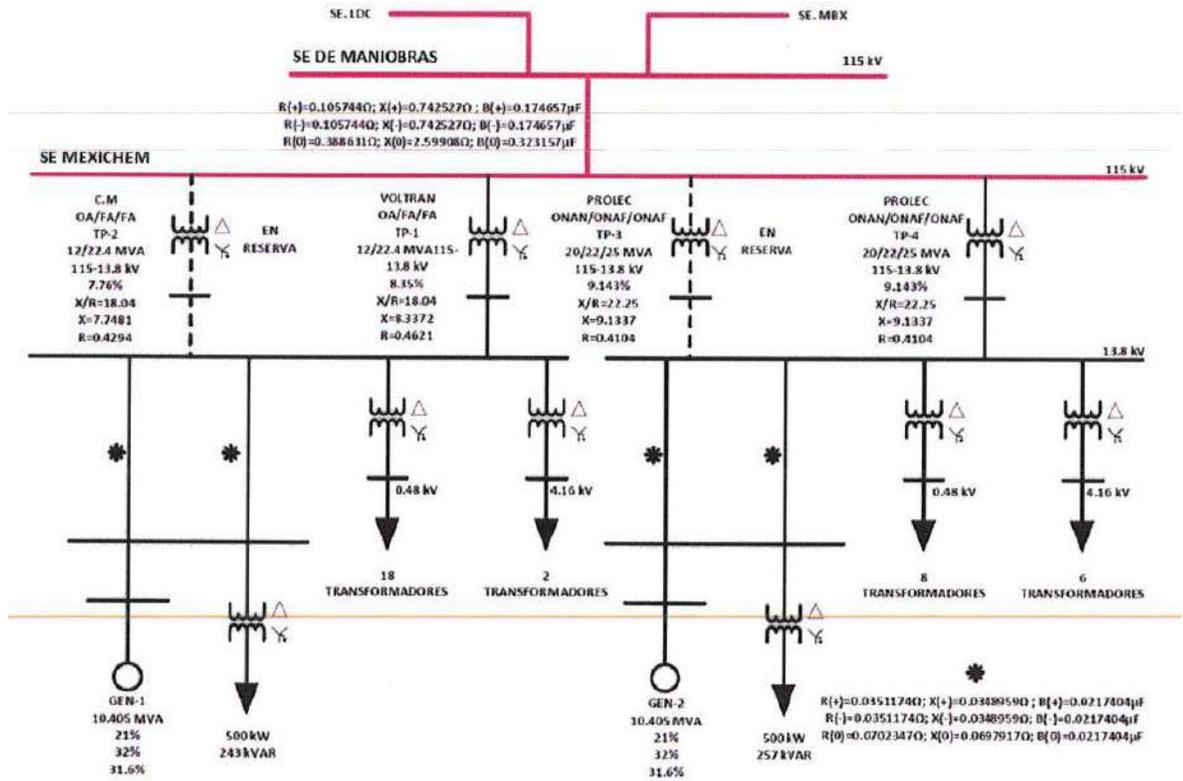


Fig.3.2. Red Interna del CE reducido.

A partir de la figura 3.2 la cual muestra un diagrama reducido del Central Eléctrica (CE) reducido es posible modelar una red similar en el PSSE@32, con el cual es posible modelar exactamente los mismos componentes que contiene dicho sistema.

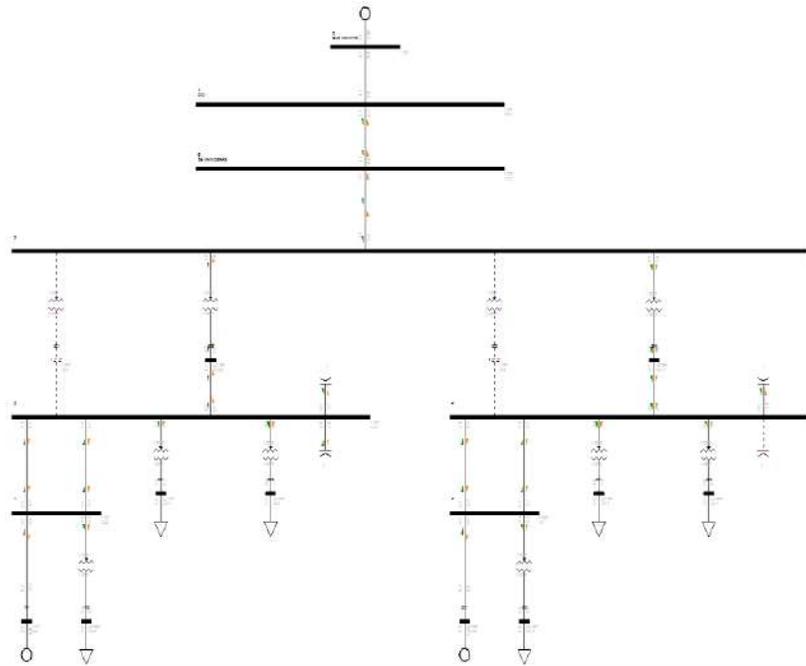


Fig.3.3. Red Interna del CE reducido modelado en el PSS@32.

Una vez que se tiene el diagrama modelado en el PSSE@32 es posible asignar los datos necesarios a los equipos previamente modelados para cual se aginara la información mostrada a continuación.

3.2 COMPOSICIÓN DE LA RED

3.2.1. Composición de la red en alta tensión

1. 2 transformadores de potencia de 22.4 MVA (uno para reserva), cuya tensión de diseño será 115/13.8 KV, conexión lado de alta tensión Delta, conexión lado de media tensión Estrella sólidamente aterrizada, $Z=8.35\%$, $X/R=18.04$.
2. 2 transformadores de potencia de 25 MVA (uno para reserva), cuya tensión de diseño será 115/13.8 KV, conexión lado de alta tensión Delta, conexión lado de media tensión Estrella sólidamente aterrizada, $Z=9.143$, $X/R=22.25$.
3. 1 LT de que va desde SE MEXICHEM a SE DE MANIOBRAS.
4. Equivalente de Thevenin SE PRX-115 (confidencialidad, únicamente valores proporcionados).

5. Equivalente de Thevenin PID (confidencialidad, únicamente valores proporcionados).

Composición de la red de alta tensión de la CE						Base del sistema	
2 Transformadores de potencia (2 de reserva)						100	
Z%	MVA	Voltaje	Bus	Reserva	Número		
7.76	22.4	115/13.8	B=5-501	Si	1		
8.35	22.4	115/13.8	B=5-502	No	2		
9.143	25	115/13.8	B=5-503	Si	3		
9.143	25	115/13.8	B=5-504	No	4		
Cambio de Base			Fórmula				
Número	X(p.u.)	((Z%/Base)*(Base/MVA (transformador)))					
1	0.34642857						
2	0.37276786						
3	0.36572						
4	0.36572						

Tabla.3.1. 4 transformadores en alta tensión (2 de reserva).

En la tabla 3.1 podemos encontrar 4 transformadores en el lado de alta potencia de los cuales 2 de ellos son transformadores de reserva. Estos transformadores normalmente se encuentran fuera de servicio, estos solo llegan a entrar en caso de la falla de alguno de los transformadores o que se necesite brindar mantenimiento a alguno de ellos.

Mientras que los otros 2 transformadores siempre se encuentran en operación, para los 4 transformadores es necesario realizar su cambio de base para obtener la X (p.u.), ya que es la que pide el programa, además de llenar la interfaz con los demás datos como se muestra a continuación.

La fórmula que se utilizó para hacer el cambio de base de la X de los transformadores a valores en p.u. es la siguiente:

$$((Z\%/Base\ del\ sistema) *(Base\ del\ sistema/MVA))$$

Two Winding Transformer Data Record

Power Flow | Short Circuit

Line Data

From Bus Number: 5 | From Bus Name: 115.00 | In Service
 To Bus Number: 501 | To Bus Name: 13.800 | Metered on From end
 Branch ID: | Transformer Name: | Winding 1 on From end

I/O Data

Winding I/O Code: 1 - Turns ratio (pu on bus base kV) | Impedance I/O Code: 1 - Z pu (winding kV system MVA) | Admittance I/O Code: 1 - Y pu (system base)

Transformer Impedance Data

Specified R (pu): -0.000000 | Specified X (pu): 0.346429
 Magnetizing G (pu): 0.000000 | Magnetizing B (pu): 0.000000
 Impedance Table: 0
 R table corrected (pu): 0.000000 | X table corrected (pu): 0.000000

Transformer Nominal Ratings Data

Winding 1 Ratio (pu): 1.0000 | Winding 1 Nominal kV: 115.0000 | Winding (1-2) Angle (degrees): 0.00
 Winding 2 Ratio (pu): 1.0000 | Winding 2 Nominal kV: 13.8000 | Winding MVA: 100.0000
 Rate A (MVA): 22.4 | Rate B (MVA): 0.0 | Rate C (MVA): 0.0

Control Data

Controlled Bus Number: 0 | Controlled Bus Name: | Control Mode: 0- None
 Controlled Bus On Winding Side | Auto Adjust
 Tap Positions: 33 | Wnd Connect Angle: 0.000000
 R1max (pu): 1.10000 | R1min (pu): 0.90000
 Vmax (pu): 1.10000 | Vmin (pu): 0.90000

Owner Data

Owner	Fraction
1 Select ...	1.000
0 Select ...	1.000
0 Select ...	1.000
0 Select ...	1.000

Load Drop Comp

Load Drop Comp R (pu): 0.00000
 Load Drop Comp X (pu): 0.00000

OK | Cancel

Fig.3.4. Interfaz de datos de los transformadores.

Datos de las línea transformador 1 y 2						
R(+) (OHMS)	X(+) (OHMS)	B(+) (Faradios)	Bus	R(+) (p.u.)	X(+) (p.u.)	B(+) (p.u.)
0.063725	0.0564608	2.62E-08	B=3-501	0.00048185	0.00042692	3.46E-06
R(-) (OHMS)	X(-) (OHMS)	B(-) (Faradios)	Bus	R(-) (p.u.)	X(-) (p.u.)	B(-) (p.u.)
0.063725	0.0564608	2.62E-08	B=3-502	0.00048185	0.00042692	3.46E-06
R(0) (OHMS)	X(0) (OHMS)	B(0) (Faradios)		R(0) (p.u.)	X(0) (p.u.)	B(0) (p.u.)
-0.2549	-0.225843	-2.62E-08		-0.00192741	-0.0017077	-3.46E-06
ZBase		YBase		Fórmulas		
132.25	0.00756144			ZBase= (V^2)/(Base)		
				YBase= 1/(ZBase)		
				X(p.u)= X(OHMS)/ZBase		
				B(p.u)=B(Faradios)/YBase		
Datos de las línea transformador 3 y 4						
R(+) (OHMS)	X(+) (OHMS)	B(+) (Faradios)	Bus	R(+) (p.u.)	X(+) (p.u.)	B(+) (p.u.)
0.0305108	0.0520388	2.14E-08	B=3-503	0.00023071	0.00039349	2.83E-06
R(-) (OHMS)	X(-) (OHMS)	B(-) (Faradios)	Bus	R(-) (p.u.)	X(-) (p.u.)	B(-) (p.u.)
-0.0305108	-0.0520388	-2.14E-08	B=3-504	-0.00023071	-0.00039349	-2.83E-06
R(0) (OHMS)	X(0) (OHMS)	B(0) (Faradios)		R(0) (p.u.)	X(0) (p.u.)	B(0) (p.u.)
-0.122043	-0.208155	-2.14E-08		-0.00092282	-0.00157395	-2.83E-06
ZBase		YBase		Fórmulas		
132.25	0.00756144			ZBase= (V^2)/(Base)		
				YBase= 1/(ZBase)		
				X(p.u)= X(OHMS)/ZBase		
				B(p.u)=B(Faradios)/YBase		

Tabla.3.2. Datos de líneas de los transformadores.

Al igual como se realiza en el apartado de los transformadores para el programa PSSE@32 es necesario poder cambiar los datos de la línea a p.u. en este caso sería la X (p.u) y B (p.u.) como se muestra en la siguiente imagen.

Las fórmulas para calcular los datos de línea a valores de p.u. son las siguientes:

$$\mathbf{ZBase = ((Voltaje^2) / (Base del sistema))}$$

$$\mathbf{YBase = 1 / (ZBase)}$$

$$\mathbf{R \text{ p.u.} = R \text{ ohms} / ZBase}$$

$$\mathbf{X \text{ p.u.} = X \text{ ohms} / ZBase}$$

$$\mathbf{B \text{ p.u.} = B \text{ Faradios} / ZBase}$$

Branch Data Record ✕

Power Flow Short Circuit

Basic Data

From Bus Number From Bus Name In Service

To Bus Number To Bus Name Metered on From end

Branch ID Branch Type ▼

Branch Data

Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)
<input type="text" value="0.000482"/>	<input type="text" value="0.000427"/>	<input type="text" value="0.000003"/>
Rate A (I as MVA)	Rate B (I as MVA)	Rate C (I as MVA)
<input type="text" value="0.0"/>	<input type="text" value="0.0"/>	<input type="text" value="0.0"/>
Line G From (pu)	Line B From (pu)	
<input type="text" value="0.00000"/>	<input type="text" value="0.00000"/>	
Line G To (pu)	Line B To (pu)	Length
<input type="text" value="0.00000"/>	<input type="text" value="0.00000"/>	<input type="text" value="0.000"/>

Owner Data

Owner		Fraction
<input type="text" value="1"/>	<input type="button" value="Select ..."/>	<input type="text" value="1.000"/>
<input type="text" value="0"/>	<input type="button" value="Select ..."/>	<input type="text" value="1.000"/>
<input type="text" value="0"/>	<input type="button" value="Select ..."/>	<input type="text" value="1.000"/>
<input type="text" value="0"/>	<input type="button" value="Select ..."/>	<input type="text" value="1.000"/>

Fig.3.5. Interfaz de datos de la línea.

Voltaje en el lado de alta tensión (Kv)							
115							
Equivalente de Thevenin PID							
R(+) (OHMS)	X(+) (OHMS)	R(+) (p.u.)	X(+) (p.u.)				
0.433	2.697	0.003274102	0.02039319				
R(-) (OHMS)	X(-) (OHMS)	R(-) (p.u.)	X(-) (p.u.)				
0.433	2.697	0.003274102	0.02039319				
R(0) (OHMS)	X(0) (OHMS)	R(0) (p.u.)	X(0) (p.u.)				
0.784	4.242	0.005928166	0.03207561				
Equivalente de Thevenin SE PRX-115							
R(+) (OHMS)	X(+) (OHMS)	R(+) (p.u.)	X(+) (p.u.)				
0.1693	1.118	0.001280151	0.00845369				
R(-) (OHMS)	X(-) (OHMS)	R(-) (p.u.)	X(-) (p.u.)				
0.1693	1.118	0.001280151	0.00845369				
R(0) (OHMS)	X(0) (OHMS)	R(0) (p.u.)	X(0) (p.u.)				
0.6218	4.1585	0.004701701	0.03144423				
Datos de las líneas en alta tensión							
R(+) (OHMS)	X(+) (OHMS)	B(+) (Faradios)	Bus	R(+) (p.u.)	X(+) (p.u.)	B(+) (p.u)	
0.105744	0.742527	1.75E-07	B=5-6	0.00079958	0.00561457	2.31E-05	
R(-) (OHMS)	X(-) (OHMS)	B(-) (Faradios)	B=5-6	R(-) (p.u)	X(-) (p.u)	B(-) (p.u)	
0.105744	0.742527	1.75E-07	B=5-6	0.00079958	0.00561457	2.31E-05	
R(0) (OHMS)	X(0) (OHMS)	B(0) (Faradios)	B=5-6	R(0) (p.u)	X(0) (p.u)	B(0) (p.u)	
0.388631	2.59908	3.23E-07	B=5-6	0.00293861	0.01965278	4.27E-05	
ZBase	YBase			Fórmulas			
132.25	0.00756144			ZBase= (V^2)/(Base)			
				YBase= 1/(ZBase)			
				X(p.u)= X(OHMS)/ZBase			
				B(p.u)=B(Faradios)/YBase			

Tabla.3.3. Equivalente de Thevenin y datos de líneas de alta tensión.

Además de completar los datos de la interfaz de las líneas de alta tensión, es necesario realizar un equivalente de Thevenin en el punto de interconexión con el SEP.

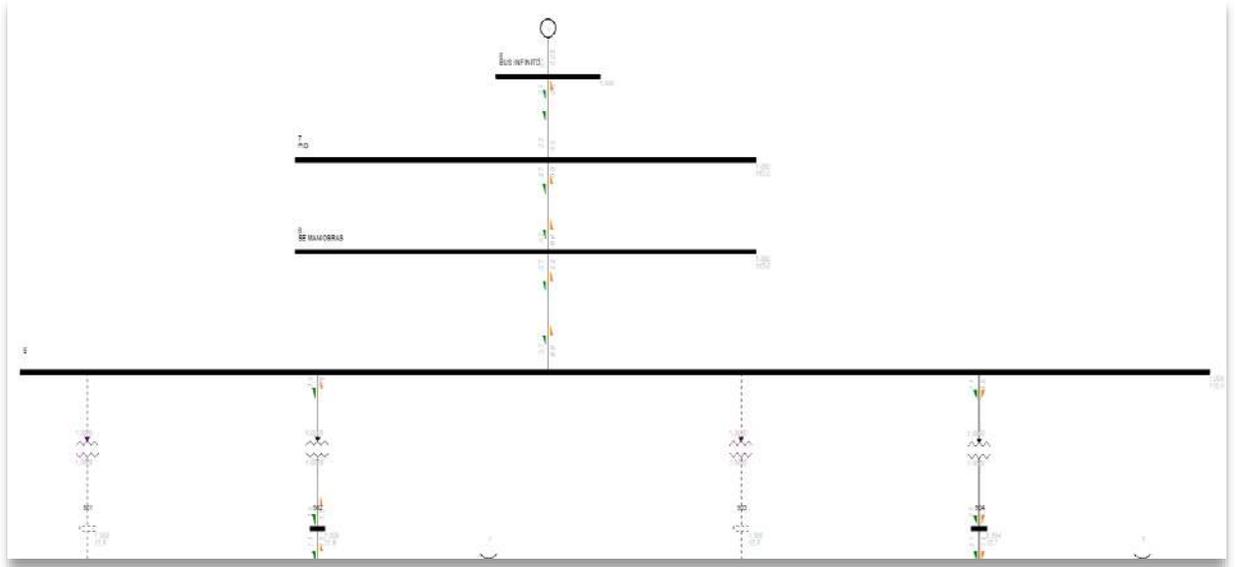


Fig.3.6. Diagrama Unifilar del lado de alta tensión.

En la figura 3.6 se puede ver de manera más detallada los elementos mencionados anteriormente en el apartado de alta tensión, entre los cuales se encuentran los 4 transformadores (2 de reserva), las respectivas líneas de los transformadores con sus buses, las líneas de alta tensión con sus buses y el equivalente de Thevenin en el punto de interconexión.

3.2.2. Composición de la red en media tensión

1. 16 transformadores de 2 devanados de 36.42 MVA (Base calculada), conexión Delta-Estrella aterrizada, relación de transformación 13.8/0.48 KV, $X(p.u.) = 0.19263522$ (calculado en relación a la base 100 del sistema).
2. 4 transformadores de 2 devanados de 30.4 MVA (Base calculada), conexión Delta-Estrella aterrizada, relación de transformación 13.8/4.16 KV, $X(p.u.) = 0.21700736$ (calculado en relación a la base 100 del sistema).
3. 8 transformadores de 2 devanados de 20.608 MVA (Base calculada), conexión Delta-Estrella aterrizada, relación de transformación 13.8/0.48 KV, $X(p.u.) = 0.39152112$ (calculado en relación a la base 100 del sistema).

4. 6 transformadores de 2 devanados de 47.152 MVA (Base calculada), conexión Delta-Estrella aterrizada, relación de transformación 13.8/4.16 KV, $X(p.u.) = 0.18799928$ (calculado en relación a la base 100 del sistema).
5. Cargas con un valor total de 22 MW y 6.41 MVAR.
6. 4 Bancos de capacitores para 13.8 KV con valores de 2.7, 1.8 y 2.4 MVAR (uno en reserva).
7. 4 LT del bus 301-3,302-3,401-4 y 402-4.

Composición de la red colectora de media tensión de la CE					
16 Transformadores de dos devanados					
Z%	MVA	Voltaje	Bus	Reserva	Número
5.8	2.3	13.8/0.48	B=3-301	No	1
5.78	2.3	13.8/0.48	B=3-301	No	2
8.36	1.932	13.8/0.48	B=3-301	No	3
8.35	1.932	13.8/0.48	B=3-301	No	4
8.14	1.932	13.8/0.48	B=3-301	No	5
8.04	1.932	13.8/0.48	B=3-301	No	6
6.6	2.8	13.8/0.48	B=3-301	No	7
6.8	2.8	13.8/0.48	B=3-301	No	8
8.11	1.932	13.8/0.48	B=3-301	No	9
8.39	2.576	13.8/0.48	B=3-301	No	10
5.82	2.576	13.8/0.48	B=3-301	No	11
8.11	1.932	13.8/0.48	B=3-301	No	12
8.25	2.576	13.8/0.48	B=3-301	No	13
8.15	2.3	13.8/0.48	B=3-301	No	14
5.73	2.3	13.8/0.48	B=3-301	No	15
5.77	2.3	13.8/0.48	B=3-301	No	16
		36.42			
Cambio de Base			Fórmula		
Número	X(p.u.)	((Z%/Base)*(Base/MVA (transformador))			
		1/(1/X1)+(1/X2)+(1/X3)+.....(1/Xn)			
1	2.52173913				
2	2.51304348				
3	4.32712215				
4	4.32194617				
5	4.21325052				
6	4.16149068				
7	2.35714286				
8	2.42857143				
9	4.19772257				
10	3.25698758				
11	2.25931677				
12	4.19772257				
13	3.20263975				
14	3.54347826				
15	2.49130435				
16	2.50869565				
	0.19263522				
		Cargas			
		Bus	W	VAR	
		B=301	478.8	204	
		B=301	288.8	147	
		B=301	352.5	72.5	
		B=301	235	71.2	
		B=301	427.7	123	
		B=301	788.5	204	
		B=301	789.6	67.6	
		B=301	482.78	-30	
		B=301	304	100	
		B=301	190	40.3	
		B=301	606.36	0	
		B=301	329.6	77.6	
		B=301	995.1	0	
		B=301	437	261	
		B=301	356.25	128	
		B=301	427.5	122.3	
		MW/MVAR	7.48949	1.5885	

Tabla.3.4. 16 transformadores de dos devanados en el bus 301 con sus respectivas cargas.

En la tabla 3.4 se puede observar que de igual manera que el lado de alta tensión se realiza un cambio de base en este caso par un escenario de 16 transformadores ubicados en el bus 301, además de la sumatoria de las cargas de dicho bus de forma agrupada, la cual podemos ver en la tabla, en la siguiente imagen podemos observar la interfaz específica para dichas cargas.

Basic Data	
Bus Number	301
Bus Name	0.4800
Load ID	1
In Service	<input checked="" type="checkbox"/>
Scalable	<input checked="" type="checkbox"/>

Load Data	
Pload (MW)	7.1509
Qload (Mvar)	1.5885
IPload (MW)	0.0000
IQload (Mvar)	0.0000
YPload (MW)	0.0000
YQload (Mvar)	0.0000

Grouping Data	
Area	1
Owner	1
Zone	1

Fig.3.7. Interfaz de datos de las cargas.

Como se muestra en la figura anterior, las cargas únicamente es necesario darles el valor de las sumatorias de su potencia activa MW y su potencia reactiva Mvar.

Base del sistema			Voltaje en el lado de media tensión (Kv)		
100			13.8		
4 Transformadores de dos devanados					
Z%	MVA	Voltaje	Bus	Reserva	Número
5.92	7.5	13.8/4.16	B=3-302	No	1
5.93	7.5	13.8/4.16	B=3-302	No	2
8.73	7	13.8/4.16	B=3-302	No	3
6.59	8.4	13.8/4.16	B=3-302	No	4
		30.4	Fórmula		
			$((Z\%/Base)*(Base/MVA \text{ (transformador)}))$ $1/(1/X1)+(1/X2)+(1/X3)+.....(1/Xn)$		
Cambio de Base		Cargas			
Número	X(p.u.)	Bus	W	VAR	
1	0.78933333	B=302	446.4	295.3	
2	0.79066667	B=302	1040.67	639.2	
3	1.24714286	B=302	850.44	574.4	
4	0.78452381	B=302	850.44	537.12	
	0.21700736				
MW/MVAR			3.18795	2.04602	

Tabla.3.5. 4 transformadores de dos devanados en el bus 302 con sus respectivas cargas.

8 Transformadores de dos devanados					
Z%	MVA	Voltaje	Bus	Reserva	Número
8.11	2.576	13.8/0.48	B=4-401	No	1
8.14	2.576	13.8/0.48	B=4-401	No	2
8.02	2.576	13.8/0.48	B=4-401	No	3
8.02	2.576	13.8/0.48	B=4-401	No	4
8.13	2.576	13.8/0.48	B=4-401	No	5
8.03	2.576	13.8/0.48	B=4-401	No	6
8.03	2.576	13.8/0.48	B=4-401	No	7
8.07	2.576	13.8/0.48	B=4-401	No	8
		20.608			
Cambio de Base			Fórmula		
Número	X(p.u.)		((Z%/Base)*(Base/MVA (transformador)))		
1	3.14829193		1/(1/X1)+(1/X2)+(1/X3)+.....(1/Xn)		
2	3.15993789				
3	3.11335404		Cargas		
4	3.11335404		Bus	W	VAR
5	3.1560559		B=401	712.5	256.2
6	3.11723602		B=401	387.6	157
7	3.11723602		B=401	475	245.7
8	3.13276398		B=401	279	158
	0.39152112		B=401	237.5	92.9
			B=401	519.5	236.7
			B=401	950	341
			B=401	475	192
			MW/MVAR	4.0361	1.6795

Tabla.3.6. 8 transformadores de dos devanados en el bus 401 con sus respectivas cargas.

6 Transformadores de dos devanados					
Z%	MVA	Voltaje	Bus	Reserva	Número
8.89	10.5	13.8/4.16	B=4-402	No	1
8.96	10.5	13.8/4.16	B=4-402	No	2
8.92	10.5	13.8/4.16	B=4-402	No	3
8.92	10.5	13.8/4.16	B=4-402	No	4
8.34	2.576	13.8/4.16	B=4-402	No	5
8.5	2.576	13.8/4.16	B=4-402	No	6
		47.152			
Cambio de Base			Fórmula		
Número	X(p.u.)	((Z%/Base)*(Base/MVA (transformador)) 1/(1/X1)+(1/X2)+(1/X3)+.....(1/Xn))			
1	0.84666667				
2	0.85333333				
3	0.84952381				
4	0.84952381				
5	3.23757764				
6	3.29968944				
	0.18799928				
			Cargas		
			Bus	W	VAR
			B=402	1821.53	721.5
			B=402	1148.2	510
			B=402	1963.27	814.4
			B=402	1997.1	1119
			B=402	210.372	139.1
			B=402	140.245	89.6
			MW/MVAR	7.280717	3.3936

Tabla.3.7. 6 transformadores de dos devanados en el bus 402 con sus respectivas cargas.

Datos de las líneas en media tensión						
R(+) (OHMS)	X(+) (OHMS)	B(+) (Faradios)	Bus	R(+) (p.u.)	X(+) (p.u.)	B(+) (p.u.)
0.0351174	0.0348959	2.17E-08	B=1-3	0.01844014	0.01832383	4.13E-08
R(-) (OHMS)	X(-) (OHMS)	B(-) (Faradios)	B=1-3	R(-) (p.u.)	X(-) (p.u.)	B(-) (p.u.)
0.0351174	0.0348959	2.17E-08	B=2-4	0.01844014	0.01832383	4.13E-08
R(0) (OHMS)	X(0) (OHMS)	B(0) (Faradios)	B=2-4	R(0) (p.u.)	X(0) (p.u.)	B(0) (p.u.)
0.0702347	0.0697917	2.17E-08		0.03688022	0.03664761	4.13E-08
ZBase	YBase		Fórmulas			
1.9044	0.52509977		ZBase= (V^2)/(Base)			
			YBase= 1/(ZBase)			
			X(p.u)= X(OHMS)/ZBase			
			B(p.u)=B(Faradios)/YBase			
Bncos de Capacitores						
Bus	MVAR	kV	Reserva			
3	2.7	13.8	No			
3	1.8	13.8	No			
4	2.4	13.8	No			
4	2.4	13.8	Si			

Tabla.3.8. Datos de las líneas de media tensión y los bancos de capacitores.

En el caso de los bancos de capacitores al igual que los transformadores se pueden encontrar en reserva o en operación dependiendo el caso solicitado. En el caso de la interfaz es igual de simple que el de una carga y de igual manera se puede hacer un agrupamiento simple en caso de ser necesario.

Fixed Shunt Data Record

Power Flow Short Circuit

Basic Data

Bus Number: 3 Bus Name: 13.800

Fixed Shunt ID: 1 In Service

Fixed Shunt Data

G-Shunt (MW): 0.00 B-Shunt (Mvar): 2.70

OK Cancel

Fig.3.8. Interfaz de datos de los bancos de capacitores.

sin embargo, una vez escalado se llegó al valor de 18.3 como el valor preciso que se debería tener en el sistema.

Para la realización de este ajuste se hace una corrección de las cargas como se muestra en la siguiente imagen.

Scale Powerflow Data

	Original	New total	% Change	Incremental change
Load -MW	22.0	22.00 10 MW	0.000 1 %	0.00 10 MW
Generation	22.1	22.07 10 MW	0.000 1 %	0.00 10 MW
Shunt-MW	0.0	0.00	0.000	0.00
Reactors	-0.0	-0.00 10 Mvar	0.000 1 %	0.00 10 Mvar
Capacitors	6.9	6.90 10 Mvar	0.000 1 %	0.00 10 Mvar
Motor Load	-0.0	-0.00	0.000	0.00

Reactive Power Component

Load-Mvar 8.5 8.54 10 Mvar 0.000 1 % 0.00 10 Mvar

Constant Load P/Q Ratio

Load Power Factor 0.950 0.01

Limits	P min	P max
Total generator	0.0	10017.7
Total motor load	-0.0	-0.0

Enforce machine power limits

Responses recorded as

New Totals

Percent changes

Incremental changes

OK Close

Fig.3.9. Interfaz para realizar el auto escalamiento de la potencia activa y reactiva.

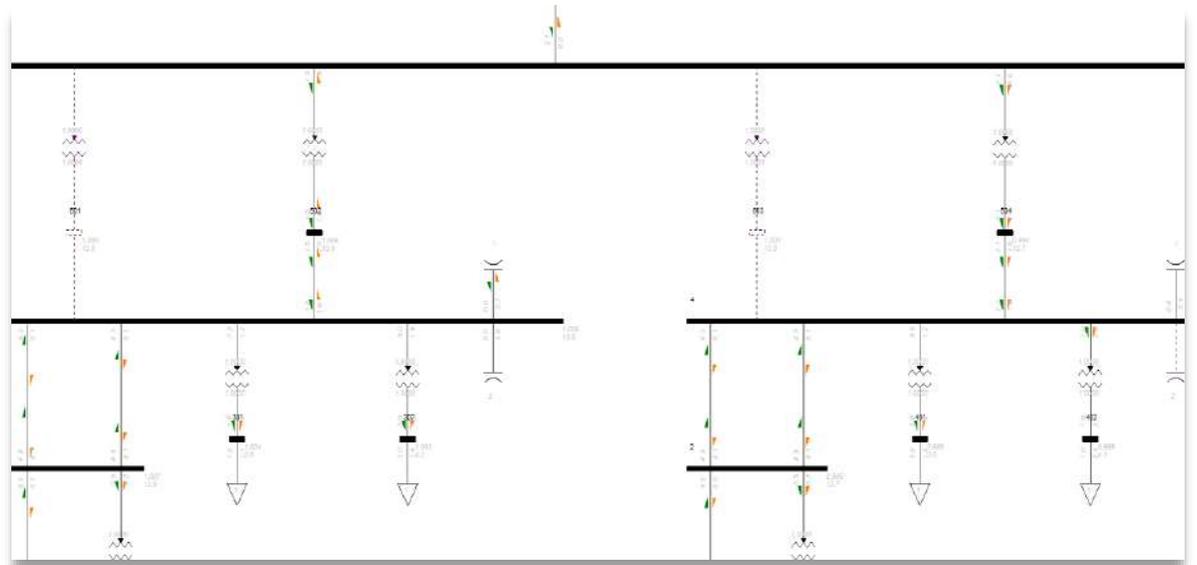


Fig.3.10. Diagrama Unifilar del lado de media tensión.

3.2.3. Composición de la red en generación

1. 2 transformadores de 1.250 MVA conexión Delta-Estrella aterrizada, relación de transformación 13.8/0.48 KV, $Z_1=6.42\%$, $Z_2=6.44\%$ y $X/R= 5.67$.
2. Generador Rolls Roys de una capacidad de 9.365 MW, 0.010405 MVAR, de 10 polos para un voltaje de 13.8 KV.
3. 2 LT del bus 101-2 y 201-2.

Composición de la red en el lado de Generación							Base del sistema	Voltaje en el lado de generación (Kv)
2 Transformadores							100	13.8
X/R	Z%	MVA	Voltaje	Bus	Reserva	Número		
5.67	6.42	1.25	13.8/0.48	B=1-102	No	1		
5.67	6.44	1.25	13.8/0.48	B=2-202	No	2		
Cambio de Base		Fórmula						
Número	X(p.u.)	((Z%/Base)*(Base/MVA (transformador))						
1	5.136							
2	5.152							
Cargas								
Bus	MW	MVAR						
102	0.5	0.243						
202	0.5	0.257						
Datos del Generador (Rolls Roys)								
Pgen(MW)	Pmax(MW)	Pmin(MW)	R'(p.u.)	X'(p.u.)				
9.365	9.365	0	0.005	0.3				
Qgen(MVar)	Qmax(MVar)	Qmin(Mvar)	R''(p.u.)	X''(p.u.)				
0.010405	0.010405	-0.010405	0.048	0.2				
MBase	Voltaje	No. De Polos	R'(p.u.)	X'(p.u.)				
9.36500578	13.8	10	0.045	0.135				
Datos de las líneas de los generadores								
R(+)(OHMS)	X(+)(OHMS)	B(+)(Faradios)	Bus	R(+)(p.u.)	X(+)(p.u.)	B(+)(p.u.)		
0.0637575	0.127515	2.44E-08	B=1-101	0.03347905	0.0669581	4.65E-08		
R(-)(OHMS)	X(-)(OHMS)	B(-)(Faradios)	B=2-201	R(-)(p.u.)	X(-)(p.u.)	B(-)(p.u.)		
0.0637575	0.127515	2.44E-08		0.03347905	0.0669581	4.65E-08		
R(0)(OHMS)	X(0)(OHMS)	B(0)(Faradios)		R(0)(p.u.)	X(0)(p.u.)	B(0)(p.u.)		
0.127515	0.0730875	2.44E-08		0.0669581	0.03837823	4.65E-08		
ZBase	YBase	Fórmulas						
1.9044	0.52509977	ZBase= (V^2)/(Base)						
		YBase= 1/(ZBase)						
		X(p.u.)= X(OHMS)/ZBase						
		B(p.u.)=B(Faradios)/YBase						

Tabla.3.10. Datos del lado de generación.

En la tabla anterior se pueden apreciar 2 transformadores que se tomaran se manejan de igual manera que los demás que hemos visto anteriormente, en los buses también se encuentran dos cargas y de la misma manera las líneas que van del bus al generador tienen sus datos específicos. En el caso de los generadores es necesario también tomar los datos que se piden de sus fichas técnicas como se muestra a continuación.

Machine Data Record

Power Flow | Short Circuit

Basic Data

Bus Number: 101 | Bus Name: 13.800
 Machine ID: 1 | In Service | Bus Type Code: 2

Machine Data

Pgen (MW)	Pmax (MW)	Pmin (MW)
9.2000	9.3650	0.0000
Qgen (Mvar)	Qmax (Mvar)	Qmin (Mvar)
-0.0104	0.0104	-0.0104
Mbase (MVA)	R Source (pu)	X Source (pu)
9.37	0.048000	0.200000

Transformer Data

R Tran (pu)
0.00000
X Tran (pu)
0.00000
Gentap (pu)
1.00000

Owner Data

Owner	Fraction
1 Select ...	1.000
0 Select ...	1.000
0 Select ...	1.000
0 Select ...	1.000

Wind Data

Control Mode: 0 - Not a wind machine
 Power Factor (WPF): 1.000

Plant Data

Sched Voltage: 1.0000 | Remote Bus: 0

OK | Cancel

Fig.3.11. Interfaz datos del generador.

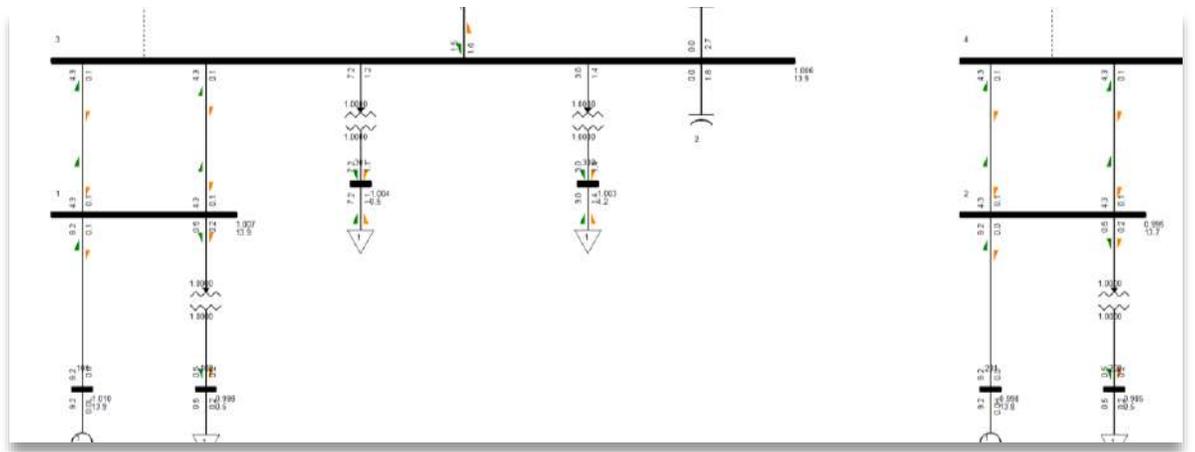


Fig.3.12. Diagrama Unifilar del lado de generación.

Una vez terminada la modelación del diagrama con los datos necesarios de cada equipo del sistema se procederá a realizar el estudio de flujos de potencia.

3.3. ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA

El objetivo de un estudio de flujo de potencia es de analizar el desempeño de una red eléctrica en régimen permanente bajo diferentes condiciones de explotación. Se trata de la herramienta de análisis de base para el planeamiento, el diseño y la explotación de cualquier red de energía eléctrica, ya sea de transporte o de distribución de energía, pública o industrial.

El programa emplea los métodos más modernos de producto de matriz dispersa por vector y algoritmos de solución múltiple:

- Newton-Raphson completo
- Fast Decoupled
- Gauss-Seidel

Para realizar el estudio de flujos de potencia en el PSSE®32 se realiza de manera muy fácil y se puede realizar por cualquiera de los métodos anteriormente mencionados, de manera predeterminada se realiza a través del método de Newton-Rapson.

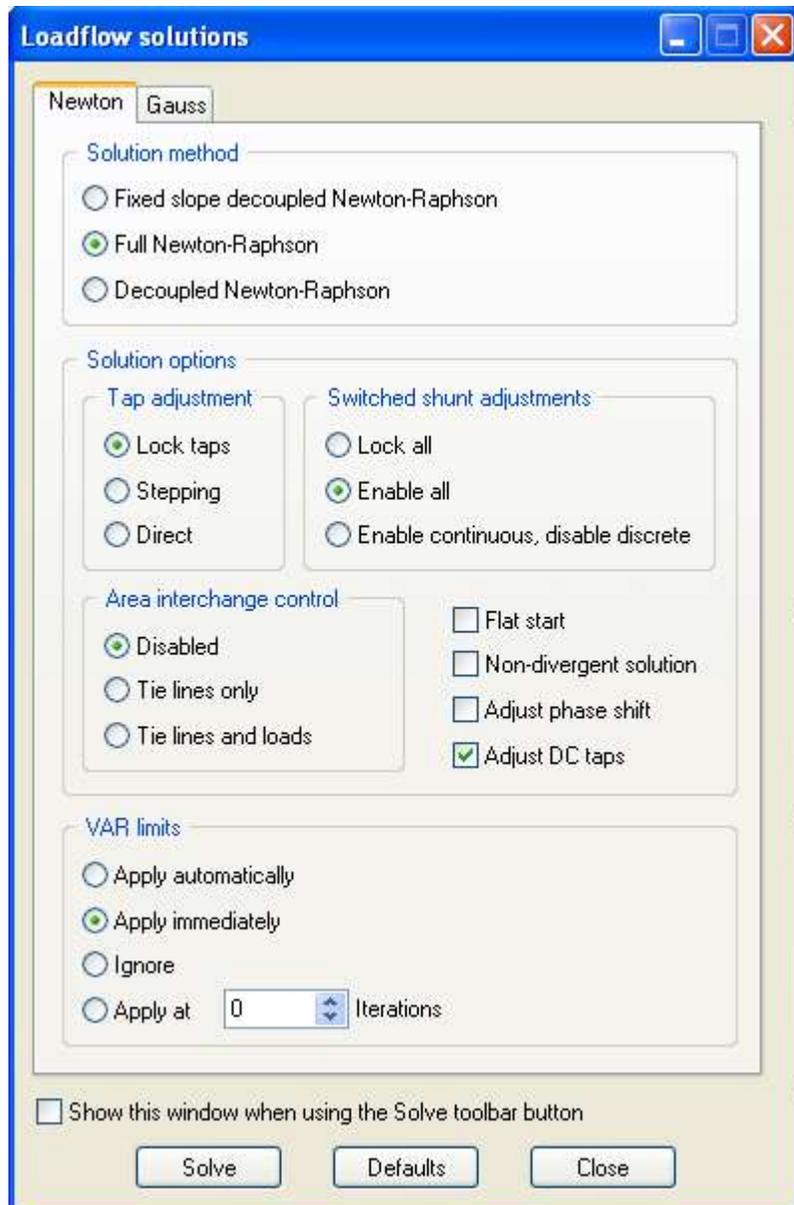


Fig.3.13. Interfaz para realizar el estudio de flujos de potencia.

Una vez realizados los ajustes necesarios para ejecutar la corrida de flujos de potencia se arrojarán los datos del sistema los cuales se busca que estén en las condiciones deseadas de la CE.

Resultado del estudio de flujos eléctricos							
ITERACIONES	NOMBRE DEL BUS	PGEN	PMAX	PMIN	QGEN	QMAX	QMIN
1	8 BUS INFINITO	3.7	9999	-9999	2.2	9999	-9999

Tabla3.11. Resultados del estudio de flujos de potencia.

Una vez obtenidos los resultados adecuados para el sistema se puede proceder a realizar el estudio de corto circuito.

3.4. ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO

Un estudio de cortocircuito es un análisis de un sistema eléctrico que determina la magnitud de las corrientes que fluyen durante una falla eléctrica. Comparar esos valores calculados contra las clasificaciones de los equipos es el primer paso para asegurar que el sistema está debidamente protegido. Una vez que las corrientes de cortocircuito esperadas son conocidas, se realiza un estudio de coordinación de protecciones para determinar las características óptimas, clasificaciones y configuración de los dispositivos de protección.

Antes de realizar el cortocircuito en el sistema que tenemos, es necesario tener los datos de dicho apartado en algunos de los equipos, en este caso se manejan los siguientes:

- Generadores.
- Transformadores
- Lineas de transmisión.



Fig.3.14. Interfaz datos del generador para corto circuito.

Two Winding Transformer Data Record

Power Flow Short Circuit

Basic Data

Connection Code

4 - No series or ground paths

R-Ground (pu system base)	X-Ground (pu system base)
0.000000	0.000000
R-Zero (pu system base)	X-Zero (pu system base)
-0.000000	5.136000
R-Ground2 (pu system base)	X-Ground2 (pu system base)
0.000000	0.000000

OK Cancel

Fig.3.15. Interfaz datos del transformador para corto circuito.

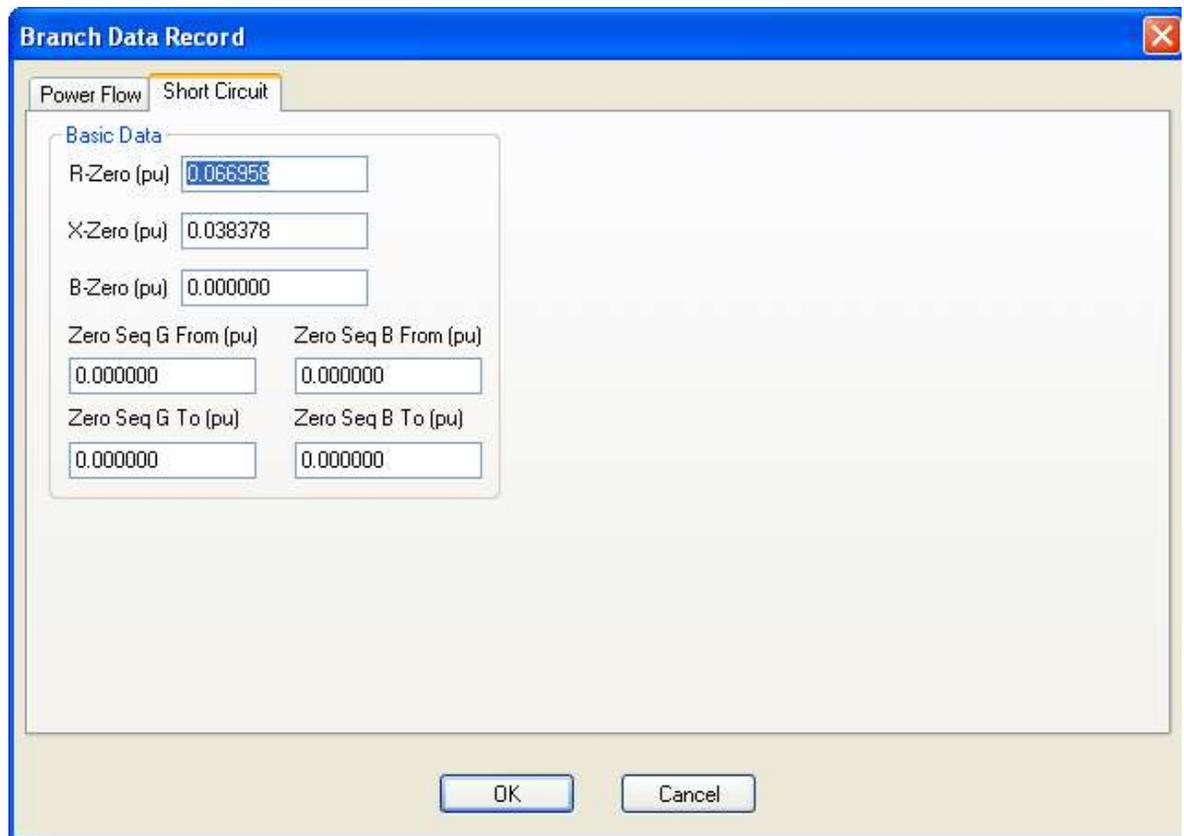


Fig.3.16. Interfaz datos de la línea de transmisión para corto circuito.

Una vez obtenidos todos los datos de corto circuito de los equipos anteriormente mencionados se procederá a realizar el estudio en el PSSE®32.

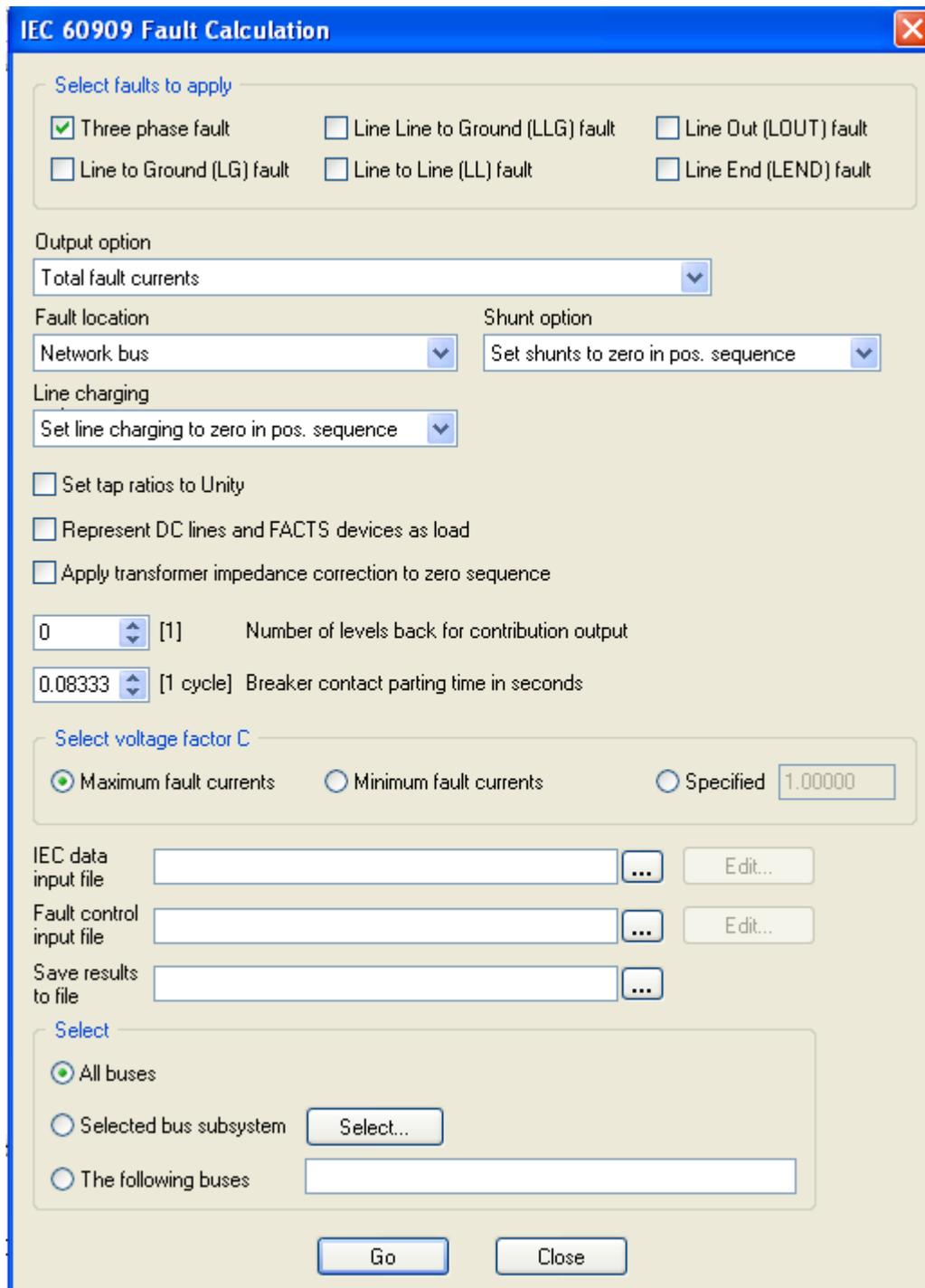


Fig.3.17. Interfaz para el estudio de corto circuito.

En la figura anterior se asignan los buses a los que se quiere aplicar la falla y obtener las condiciones en corto circuito en las siguientes tablas se muestra la impedancia Thevenin utilizada, así como los resultados de esta simulación.

IMPEDANCIA DE THEVENIN, X/R (OHMS)		
Z+	Z-	Z0
0.430+j2.701	0.430+j2.701	0.784+j4.256

Tabla.3.12. Impedancia de Thevenin.

Resultados del estudio de corto circuito						
Central Eléctrica de 100 MW		SE (KA)	SIN PROYECTO		CON PROYECTO	
S.E.	KV		3F (KA)	1F (KA)	3F (KA)	1F (KA)
PID-115	115	NA	-	-	26.7024	22.3643

Tabla.3.13. Resultados del estudio de corto circuito.

3.5. MODELOS DINÁMICOS

En la última parte para poder inicializar nuestro estudio de estabilidad transitoria es necesario contar con los modelos dinámicos del generador, excitador y gobernador.

Estos modelos normalmente se obtienen a partir del proveedor y la información que nos proporciona sobre estos equipos.

En PSSE®32 tenemos una amplia gama de modelos a utilizar y a continuación se mostrarán los modelos que se utilizaron en nuestro caso específico.

Generadores.

GENSAL.

CONs	#	Value	Description
J			$T'_{do} (>0)$ (sec)
J+1			$T''_{do} (>0)$ (sec)
J+2			$T''_{qo} (>0)$ (sec)
J+3			H, Inertia
J+4			D, Speed damping
J+5			X_d
J+6			X_q
J+7			X'_d
J+8			$X''_d = X''_q$
J+9			X_l
J+10			S(1.0)
J+11			S(1.2)

Tabla.3.14. Información requerida para gobernador GENSAL.

Las variables de J a J+11 tienen que ser completadas con la información de fabricante que nos proporciona nuestro motor.

GENERADOR (GENSAL IEEE)				
CONs	#	Name	Value	Description
J	1	T'do	5	eje directo
J+1	2	T''do	0.05	eje directo
J+2	3	T''qo	0.06	eje directo
J+3	4	H, Inertia	5.084	inercia
J+4	5	D, Speed damping	1	control de velocidad
J+5	6	X_d	1.5	eje de cuadratura
J+6	7	X_q	1.2	eje de cuadratura
J+7	8	X'_d	0.4	eje de cuadratura
J+8	9	$X''_d = X''_q$	0.25	
J+9	10	X_l	0.12	reactancia de la caja de fugas del estator

J+10	11	S(1.0)	0.03
J+11	12	S(1.2)	0.25

Tabla.3.15. Constantes para el gobernador GENSAL

Excitador.

ESST4B.

CONs	#	Value	Description
J			T_R (sec)
J+1			K_{PR}
J+2			K_{IR}
J+3			V_{RMAX}
J+4			V_{RMIN}
J+5			T_A (sec)
J+6			K_{PM}
J+7			K_{IM}
J+8			V_{MMAX}
J+9			V_{MMIN}
J+10			K_G
J+11			K_P
J+12			K_I
J+13			V_{BMAX}
J+14			K_C
J+15			X_L
J+16			THETAP

Tabla.3.16. Información requerida para el excitador ESST4B.

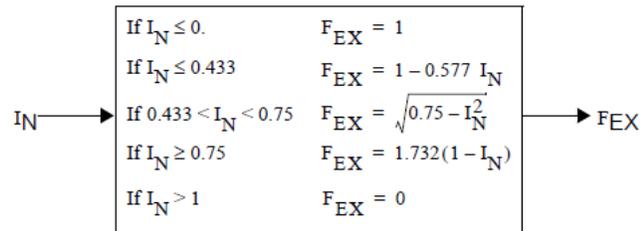
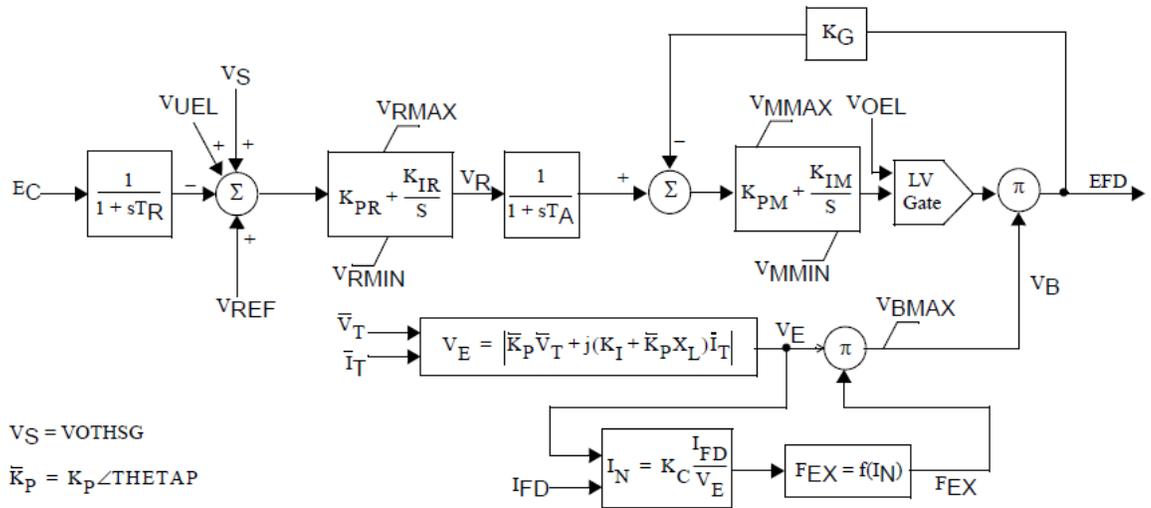


Fig.3.18. Diagrama de bloques del excitador ESST4B.

CONs	#	Name	Value	Description
J	1	TR	0	Constante de tiempo de filtro
J+1	2	KPR	10.75	Ganancia proporcional del regulador de voltaje
J+2	3	KIR	10.75	Ganancia integral del regulador de voltaje
J+3	4	VRMAX	1	Salida máxima del regulador de voltaje
J+4	5	VRMIN	-0.87	Salida minima del regulador de voltaje
J+5	6	TA	0.02	Constante de tiempo del regulador de voltaje
J+6	7	JPM	1	
J+7	8	KIM	0	
J+8	9	VM MAX	99	
J+9	10	VMMIN	-99	
J+10	11	KG	0	
J+11	12	KP	9.3	
J+12	13	KI	0	
J+13	14	VBMAX	11.63	

J+14	15	KC	0.113	Factor de carga del rectificador proporcional a la reactancia de conmutación
J+15	16	XL	0.124	reactancia de la caja de fugas del estator
J+16	17	THETAP	0	

Tabla.3.17. Constantes para el excitador ESST4B.

Gobernador.

GGOV1.

CONs	#	Value	Description
J			R, Permanent droop, pu
J+1			Tpelec, Electrical power transducer time constant, sec
J+2			maxerr, Maximum value for speed error signal
J+3			minerr, Minimum value for speed error signal
J+4			Kpgov, Governor proportional gain
J+5			Kigov, Governor integral gain
J+6			Kdgov, Governor derivative gain
J+7			Tdgov, Governor derivative controller time constant, sec
J+8			vmax, Maximum valve position limit
J+9			vmin, Minimum valve position limit
J+10			Tact, Actuator time constant, sec
J+11			Kturb, Turbine gain
J+12			Wfnl, No load fuel flow, pu
J+13			Tb, Turbine lag time constant, sec
J+14			Tc, Turbine lead time constant, sec
J+15			Teng, Transport lag time constant for diesel engine, sec
J+16			Tload, Load Limiter time constant, sec
J+17			Kpload, Load limiter proportional gain for PI controller
J+18			Kiload, Load limiter integral gain for PI controller
J+19			Ldref, Load limiter reference value pu
J+20			Dm, Mechanical damping coefficient, pu
J+21			Ropen, Maximum valve opening rate, pu/sec
J+22			Rclose, Maximum valve closing rate, pu/sec
J+23			Kimw, Power controller (reset) gain
J+24			Aset, Acceleration limiter setpoint, pu/sec
J+25			Ka, Acceleration limiter gain

CONs	#	Value	Description
J+26			Ta, Acceleration limiter time constant, sec (> 0)
J+27			Trate, Turbine rating (MW) ¹
J+28			db, Speed governor deadband
J+29			Tsa, Temperature detection lead time constant, sec
J+30			Tsb, Temperature detection lag time constant, sec
J+31			Rup, Maximum rate of load limit increase
J+32		Rdown, Maximum rate of load limit decrease	

Tabla.3.18. Información requerida para el gobernador GGOV1.

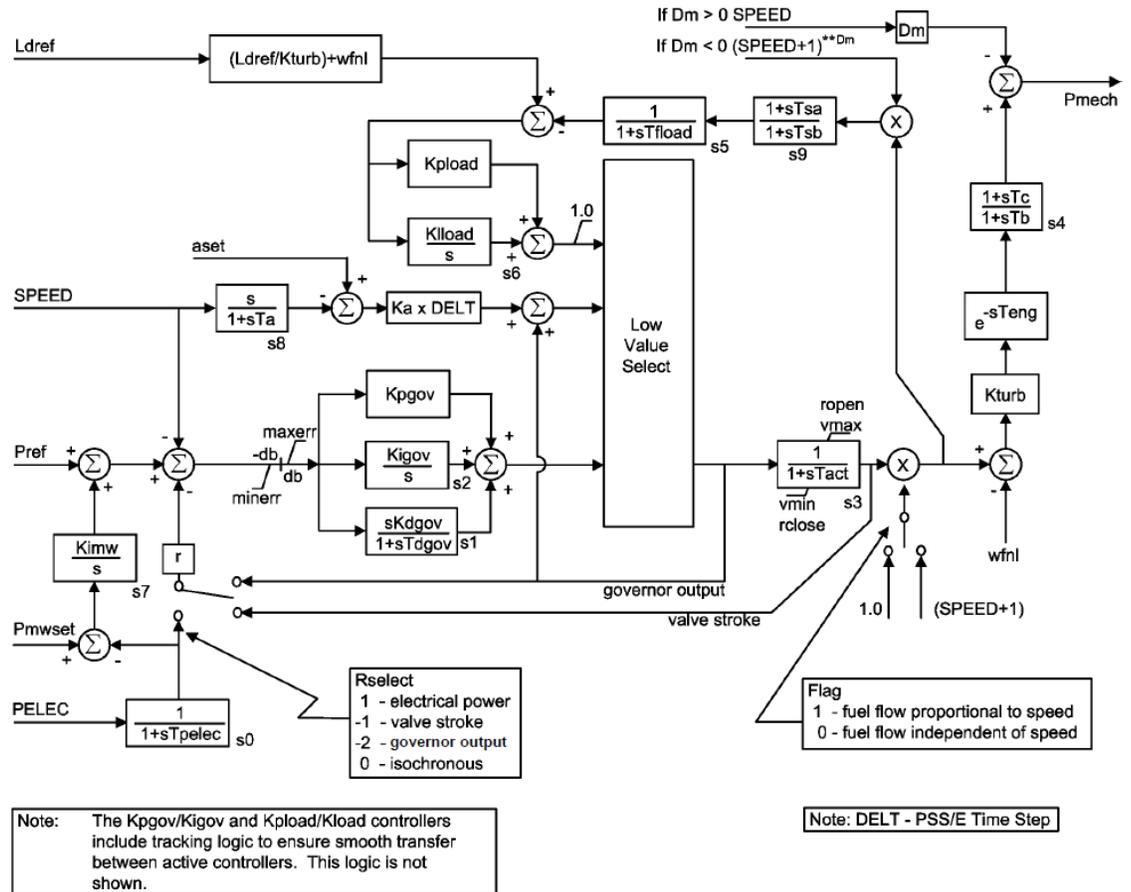


Fig.3.19. Diagrama de bloques del gobernador GGOV1.

GOBERNADOR (GGOV1 LIBRO KURB)				
CONs	#	Name	Value	Description
J	1	R	0.05	R, caída permanente, pu
J+1	2	Tpelec	1	Tpelec, constante de tiempo del transductor de potencia eléctrica, seg.
J+2	3	maxerr	0.0002	maxerr, valor máximo de la señal de error de velocidad
J+3	4	minerr	-0.05	minerr, valor mínimo para la señal de error de velocidad
J+4	5	Kpgov	0	Kpgov, ganancia proporcional del gobernador
J+5	6	Kigov	1.86	Kigov, Gobernador de ganancia integral
J+6	7	Kdgo	0	Kdgo, ganancia derivada del gobernador
J+7	8	Tdgo	1	Tdgo, constante de tiempo del controlador derivado del gobernador, seg.
J+8	9	vmax	1	vmax, límite máximo de posición de la válvula
J+9	10	vmin	0.23	vmin, límite mínimo de posición de la válvula
J+10	11	Tact	0.5	Tact, constante de tiempo del actuador, seg
J+11	12	Kturb	2.86	Kturb, ganancia de turbina
J+12	13	Wfnl	0.25	Wfnl, flujo de combustible sin carga, pu
J+13	14	Tb	0.5	Tb, constante de tiempo de retardo de la turbina, seg
J+14	15	Tc	0	Tc, constante de tiempo de espera de la turbina, seg
J+15	16	Teng	0	Teng, constante de tiempo de retardo de transporte para motor diesel, seg
J+16	17	Tfload	3	Tfload, constante de tiempo del limitador de carga, seg
J+17	18	Kpload	2	Kpload, ganancia proporcional del limitador de carga para controlador PI
J+18	19	Kiload	0.67	Kiload, ganancia integral del limitador de carga para controlador PI
J+19	20	Ldref	1	Ldref, valor de referencia del limitador de carga pu
J+20	21	Dm	0.1	Dm, coeficiente de amortiguación mecánica, pu
J+21	22	Ropen	1	Ropen, velocidad máxima de apertura de la válvula, pu / seg
J+22	23	Rclose	-1	Rclose, velocidad máxima de cierre de la válvula, pu / seg
J+23	24	Kimw	0	Kimw, ganancia del controlador de potencia (reinicio)
J+24	25	Aset	0.01	Aset, punto de ajuste del limitador de aceleración, pu / seg
J+25	26	Ka	0	Ka, ganancia del limitador de aceleración
J+26	27	Ta	0.05	Ta, constante de tiempo del limitador de aceleración, seg (> 0)
J+27	28	Trate	309.5	Trate, potencia de la turbina (MW) 1
J+28	29	db	9999	db, banda muerta del regulador de velocidad
J+29	30	Tsa	5	Tsa, constante de tiempo de espera de detección de temperatura, seg
J+30	31	Tsb	5	Tsb, constante de tiempo de retardo de detección de temperatura, seg
J+31	32	Rup	99	Rup, tasa máxima de aumento del límite de carga
J+32	33	Rdown	-99	Rdown, tasa máxima de disminución del límite de carga

Tabla.3.19. Constantes para el gobernador GGOV1

Una vez que se tiene toda la información dinámica de los equipos como se había mencionado anteriormente, ya es posible pasar esta información al PSSE@32, esta puede ser

manual como se muestra en la siguiente imagen, o de manera que sea un lenguaje de programación como es el Python.

	Bus Number	Bus Name	Id	Mbase (MVA)	Generator	In Service	Type	Exciter	In Service	Type	Governor	In Service	Type	Stabilizer
	6	SE MANIOBRAS115	1	100.00	None	<input type="checkbox"/>		None	<input type="checkbox"/>		None	<input type="checkbox"/>		None
	8	BUS INFINITO	1	1000000.00	GENCLS	<input checked="" type="checkbox"/>	Stnd	None	<input type="checkbox"/>		None	<input type="checkbox"/>		None
	101	13.800	1	9.37	GENSAL	<input checked="" type="checkbox"/>	Stnd	ESST4B	<input checked="" type="checkbox"/>	Stnd	GGOV1	<input checked="" type="checkbox"/>	Stnd	None
	201	13.800	1	9.37	GENSAL	<input checked="" type="checkbox"/>	Stnd	ESST4B	<input checked="" type="checkbox"/>	Stnd	GGOV1	<input checked="" type="checkbox"/>	Stnd	None
*						<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		

Fig.3.20. Interfaz para datos de los equipos dinámicos.

Capítulo 4

4

Resultados y Conclusiones

En esta sección se presentan los escenarios a analizar en la dinámica transitoria del sistema, además de las gráficas correspondientes a dichos casos que se analizarán. Y se dará una conclusión sobre el análisis de estos mismos escenarios.

4. ESCENARIOS A ANALIZAR

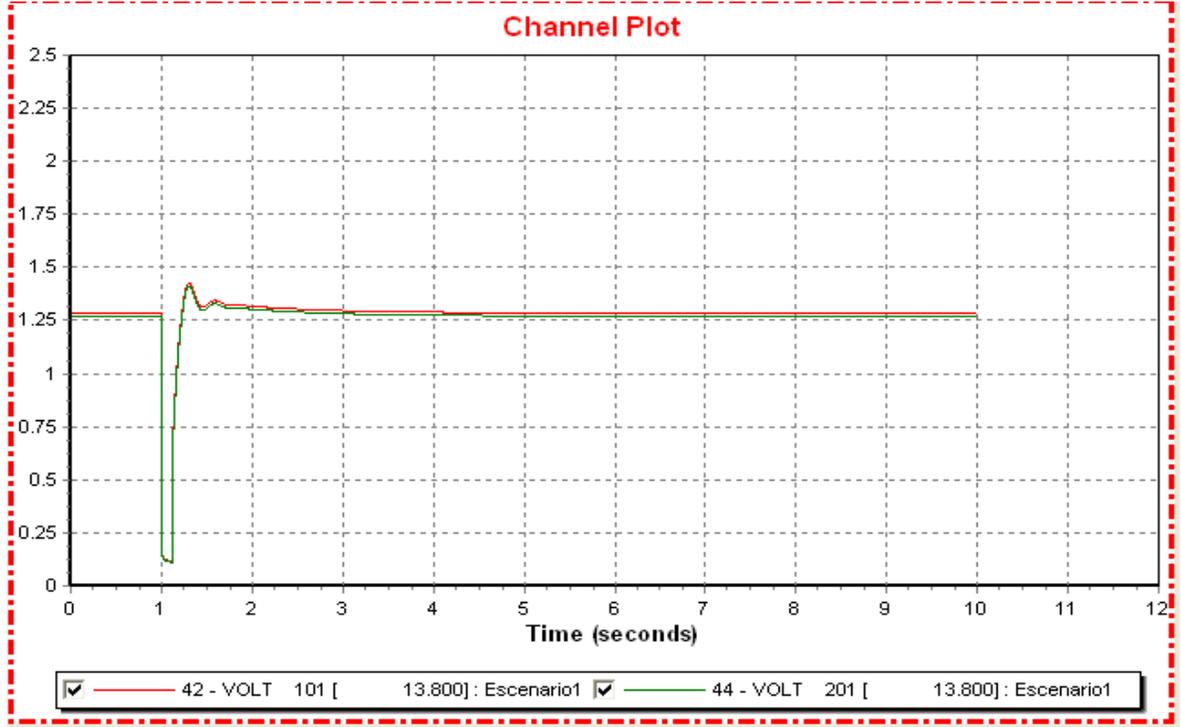
ESCENARIO	CONTINGENCIA EQUIPO FUERA	EQUIPO EN SERVICIO	CARGA A SEGREGAR
1	T1 falla (Isla MTG1) T2 fuera	MTG1 9.3 MW MTG2 9.3 MW T3/T4 20 MW	Transformador TSB-7 0.7 MW Centrifugas T5120/T5121/T5103 0.7 MW Motor G8115A y G8115B 0.3 MW Soplador NG0111 1.5 MW
2	T2 falla (Isla MTG1) T1 fuera	MTG1 9.3 MW MTG2 9.3 MW T3/T4 20 MW	Transformador TSB-7 0.7 MW Centrifugas T5120/T5121/T5103 0.7 MW Motor G8115A y G8115B 0.3 MW Soplador NG0111 1.5 MW
3	T3 falla (Isla MTG2) T4 fuera	MTG1 9.3 MW MTG2 9.3 MW T1/T2 13.44 MW	Unidad de refrigeración U282-02 1.3 MW o Unidad de refrigeración U282-03 1.3 MW Unidad de refrigeración U282-04 1.3 MW Unidad de refrigeración U282-05 1.3 MW Unidad de refrigeración U282-06 1.3 MW
4	T4 falla (Isla MTG2) T3 fuera	MTG1 9.3 MW MTG2 9.3 MW T1/T2 13.44 MW	Unidad de refrigeración U282-02 1.3 MW o Unidad de refrigeración U282-03 1.3 MW Unidad de refrigeración U282-04 1.3 MW Unidad de refrigeración U282-05 1.3 MW Unidad de refrigeración U282-06 1.3 MW
5	T1 falla (Isla MTG1) T2 fuera T3 falla (Isla MTG2) T4 fuera	MTG1 9.3 MW MTG2 9.3 MW Se cierra interruptor de enlace del bus de cogeneración después de la operación del esquema LSS	Transformador TSB-7 0.7 MW Centrifugas T5120/T5121/T5103 0.7 MW Motor G8115A y G8115B 0.3 MW Soplador NG0111 1.5 MW Unidad de refrigeración U282-02 1.3 MW o Unidad de refrigeración U282-03 1.3 MW Unidad de refrigeración U282-04 1.3 MW Unidad de refrigeración U282-05 1.3 MW Unidad de refrigeración U282-06 1.3 MW

Tabla.4.1. Escenarios a analizar.

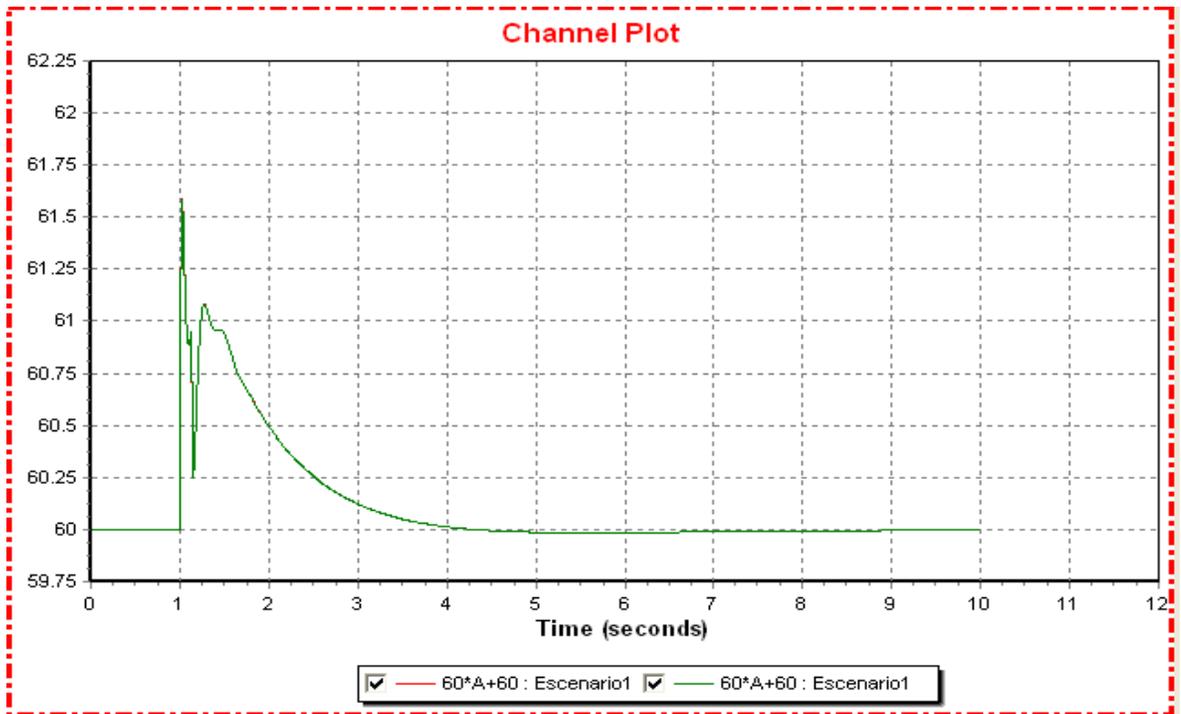
4.1. SIMULACIÓN DINÁMICA PSSE®32

En PSSE®32 se nos muestra de manera gráfica los resultados de las simulaciones dinámicas que se analizarán en los 5 escenarios mencionados. Estas graficas nos muestran el comportamiento del sistema conforme pasa el tiempo de dicha simulación. Las gráficas se centrarán en el comportamiento de las maquinas principales de la CE.

4.1.1 Escenario 1

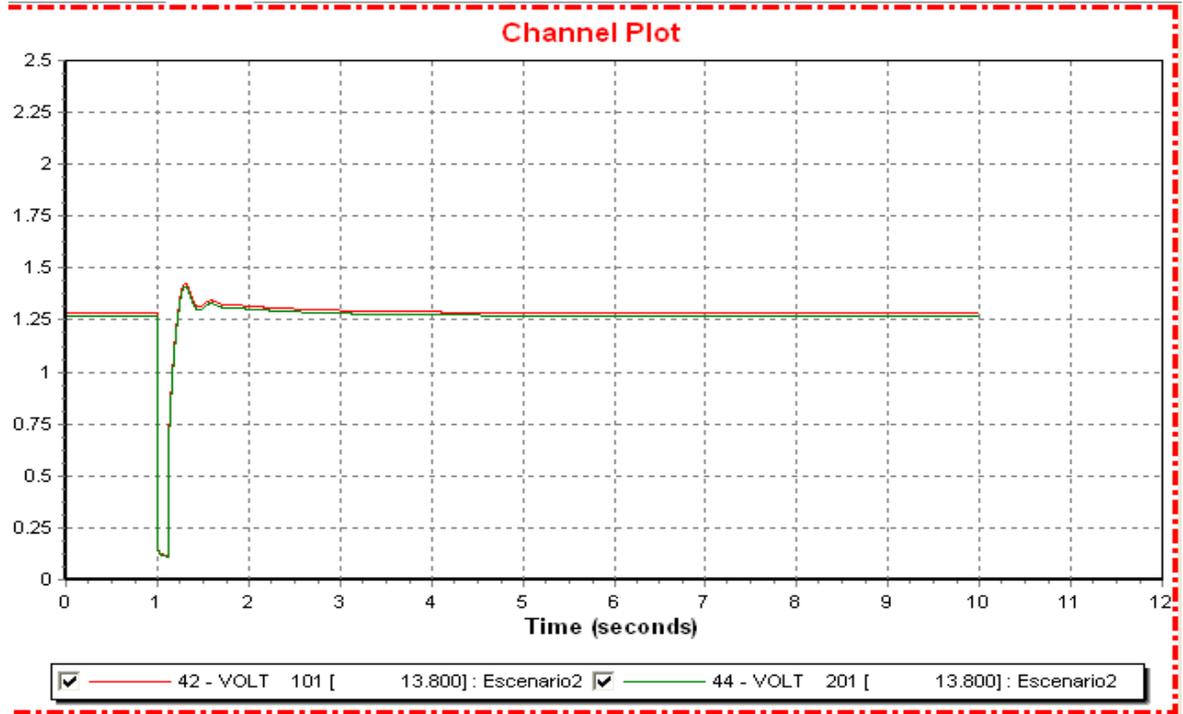


Gráfica.4.1. Voltaje en G1 y G2 escenario 1.

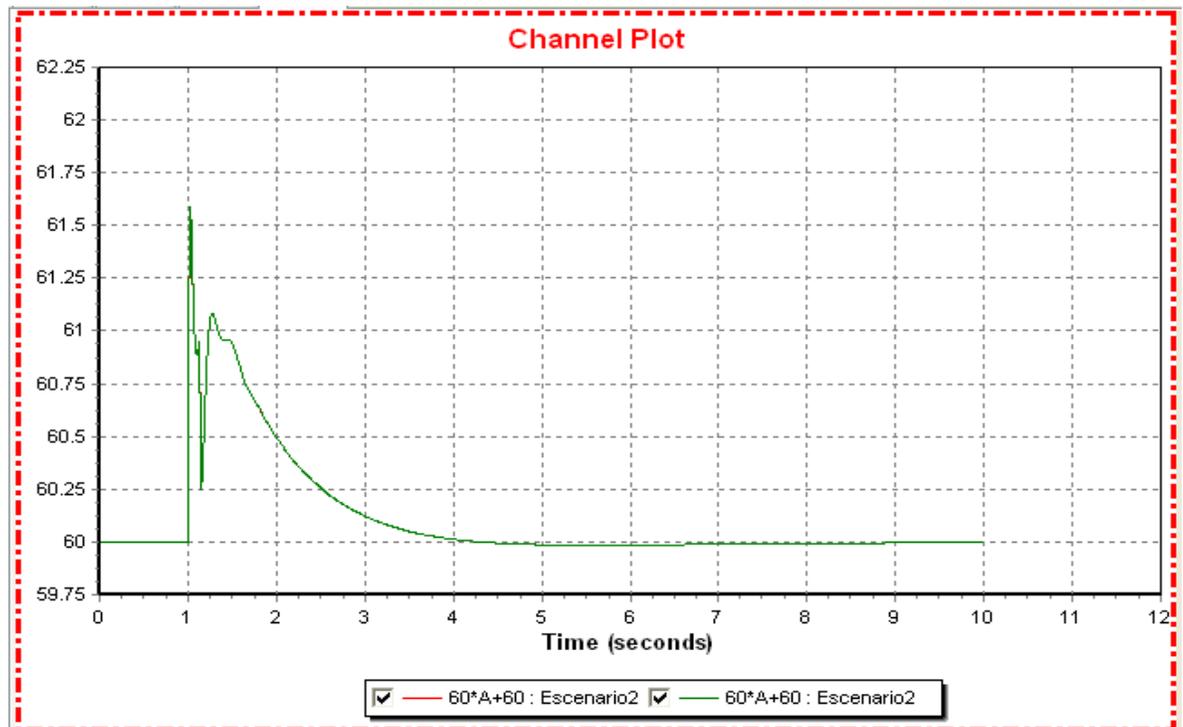


Gráfica.4.2. Frecuencia en G1 y G2 escenario 1.

4.1.2 Escenario 2

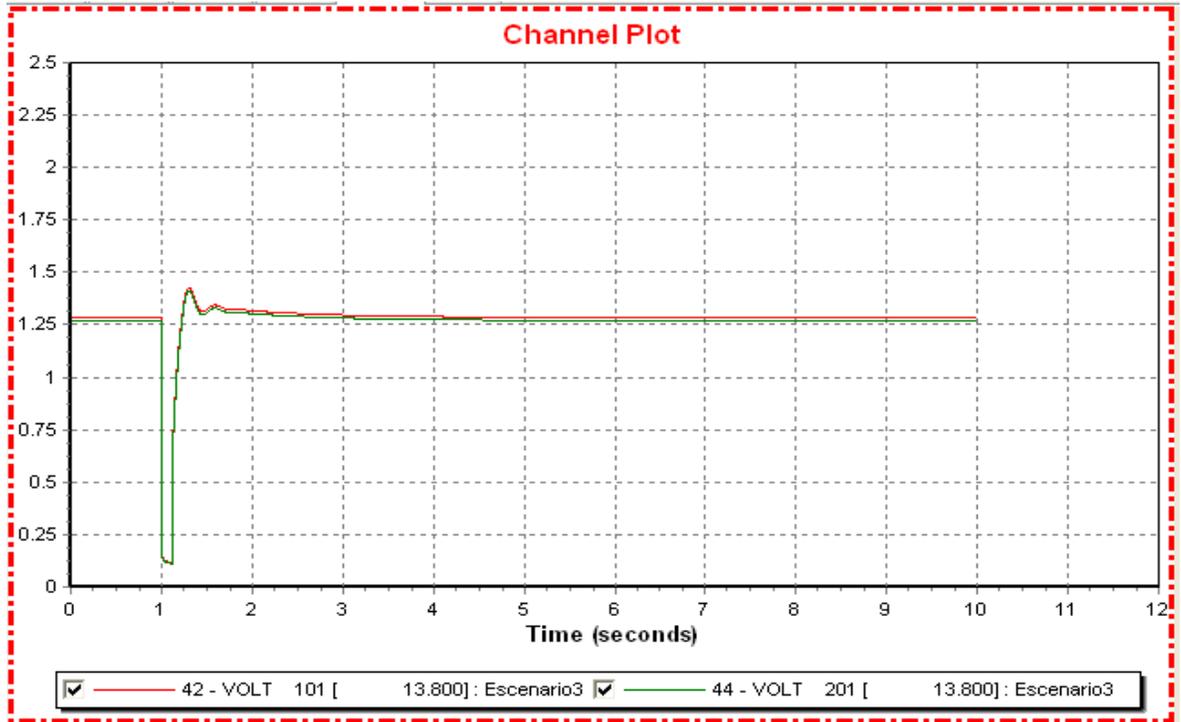


Gráfica.4.3. Voltaje en G1 y G2 escenario 2.

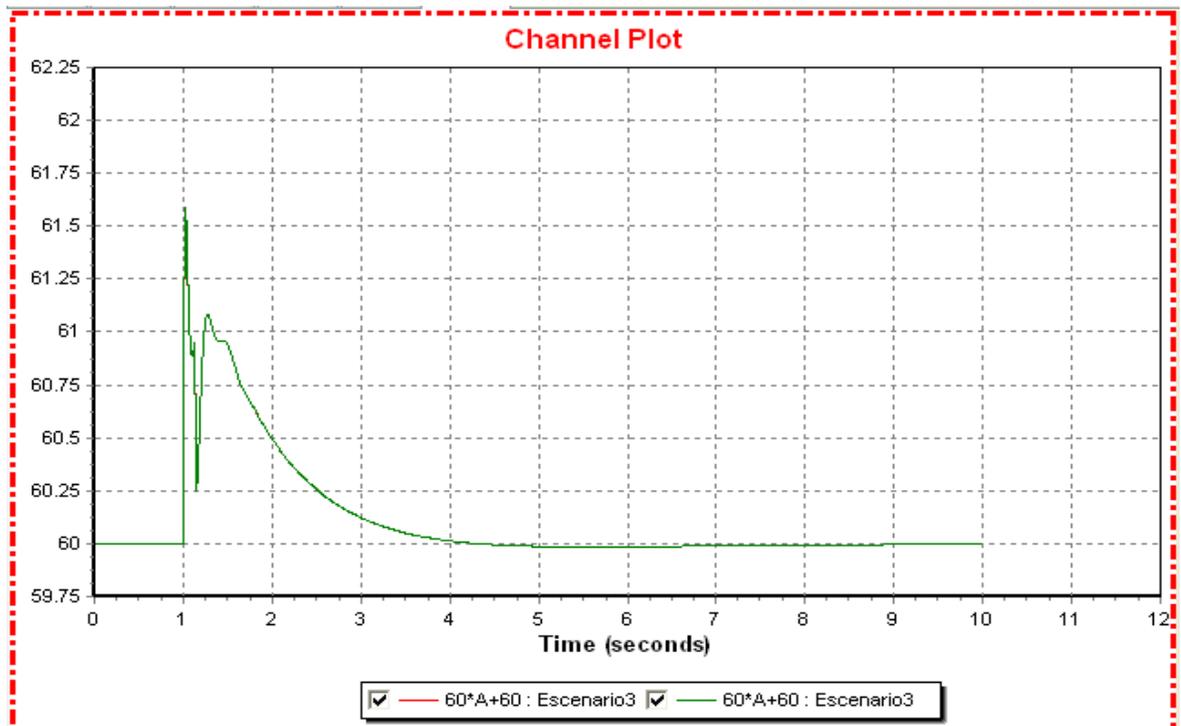


Gráfica.4.4. Frecuencia en G1 y G2 escenario 2.

4.1.3 Escenario 3

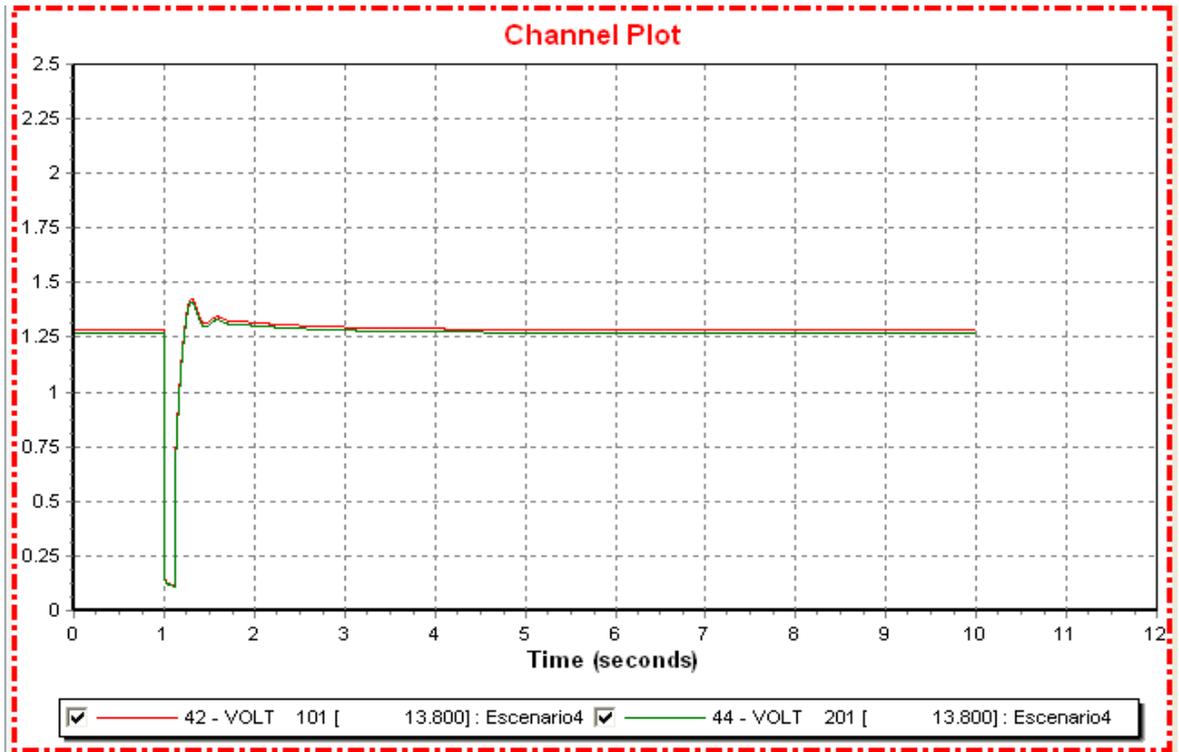


Gráfica.4.5. Voltaje en G1 y G2 escenario 3.

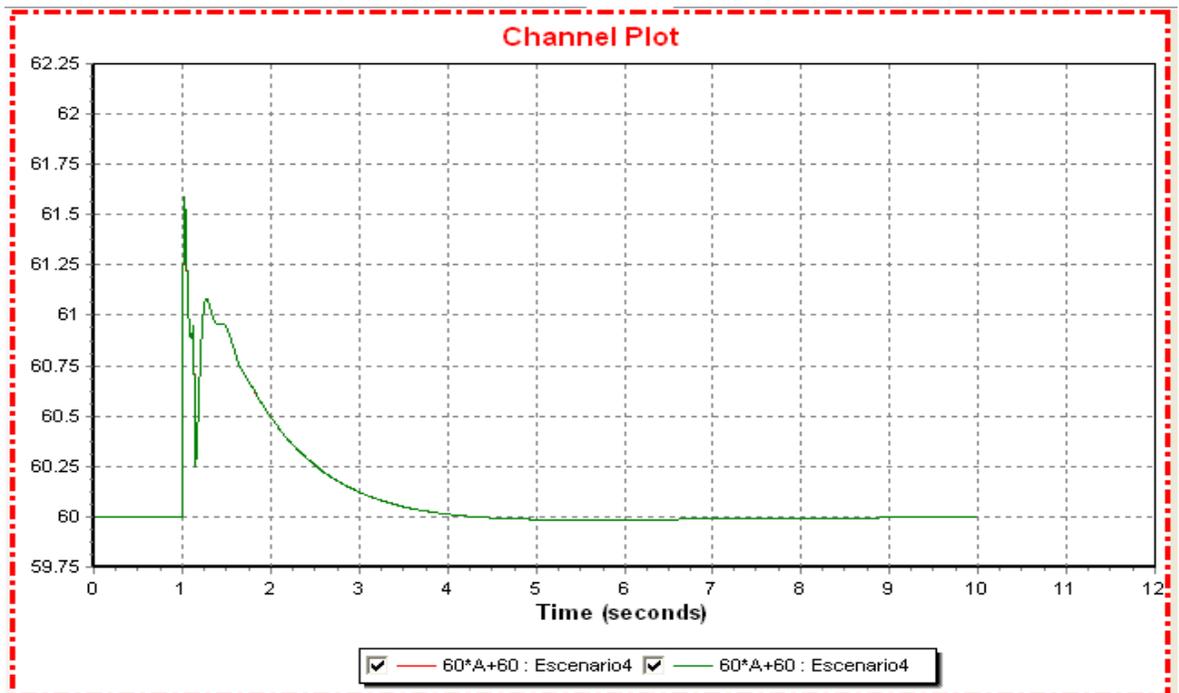


Gráfica.4.6. Frecuencia en G1 y G2 escenario 3.

4.1.4 Escenario 4

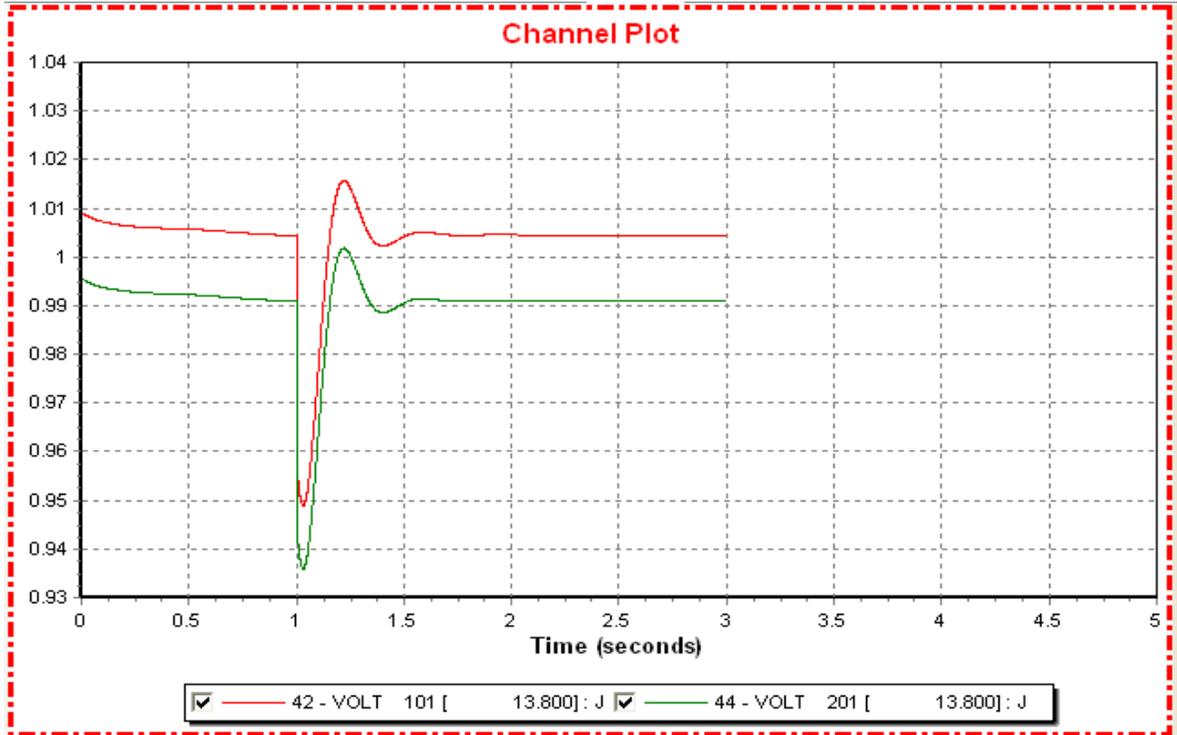


Gráfica.4.7. Voltaje en G1 y G2 escenario 4.

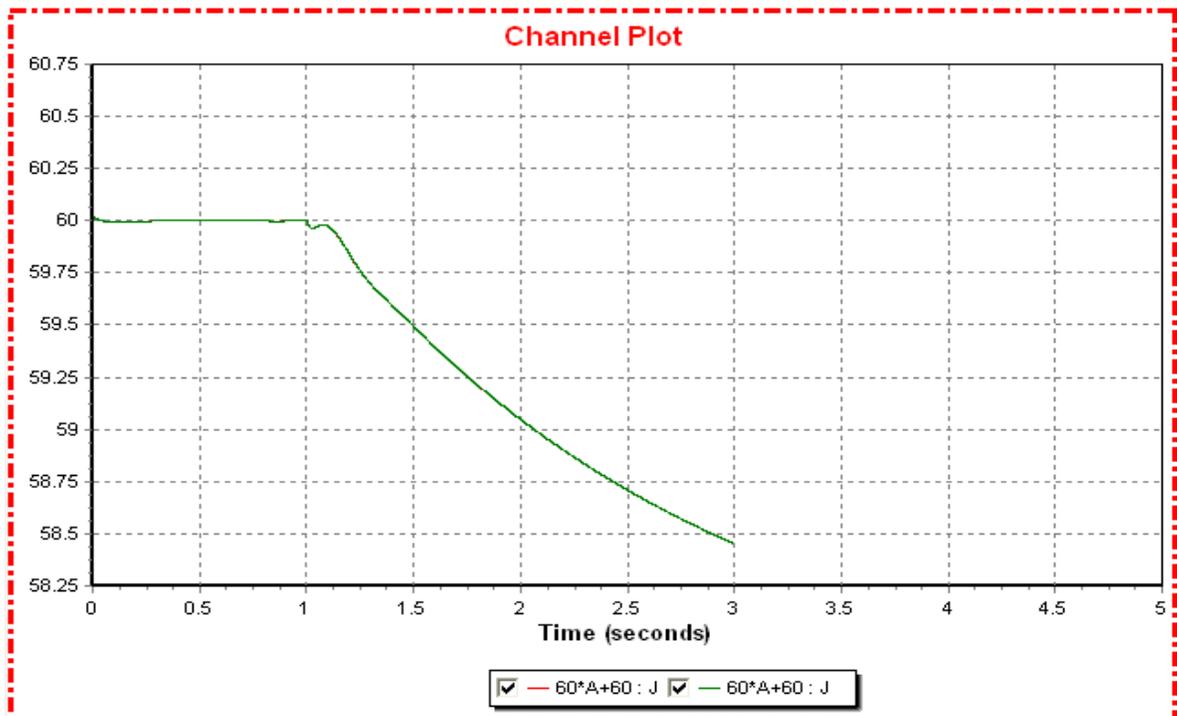


Gráfica.4.8. Frecuencia en G1 y G2 escenario 4.

4.1.5 Escenario 5



Gráfica.4.9. Voltaje en G1 y G2 escenario 5.



Gráfica.4.8. Frecuencia en G1 y G2 escenario 4.

4.2. CONCLUSIONES

En los escenarios 1,2,3 y 4 se puede observar cómo se recupera de manera natural el voltaje y la frecuencia después de un disturbio transitoria, lo cual como se observan solo duran un breve periodo de tiempo. El voltaje como se observa se muestra con unidades en p.u. que es la unidad utilizada por el PSSE@32 para medir el voltaje en las simulaciones dinámicas, mientras que la frecuencia se mide en Hz con base a los 60Hz que se manejan en nuestro país.

En todos los escenarios se realiza la segregación de cargas que se pide en cada escenario, de manera que la simulación se realizó en un sistema reducido del que originalmente se cuenta, dicha segregación se realiza en cantidades de Mw que se pide en cada caso.

Mientras que en el escenario 5 en que se puede observar que necesario realizar un enlace entre los dos generadores al quedar en modo isla debido a la falla de los transformadores, se puede observar que el voltaje regresa arriba de la unidad en p.u. o debajo de la misma. La frecuencia como se puede observar no regresa a su condición ideal, en este escenario las protecciones de los generadores dispararían por un bajo nivel de frecuencia.

Se puede concluir que a partir de los casos anteriormente analizados es posible saber el comportamiento de una CE en el momento que ocurre un disturbio transitorio y esta queda en modo isla. Los casos en los cuales es viable que este soporte la contingencia de acuerdo a la autogeneración con la que cuenta el sistema. Cabe recalcar que para este caso en específico la diferencia de Mw que consume del SEN es de 3.7, por lo cual es necesario la segregación de las cargas no criticas particulares de la misma CE para poder soportar este tipo de contingencias.

5. BIBLIOGRAFÍA

[1] SANTIAGO GARCÍA GARRIDO Y DIEGO FRAILE CHICO. DISEÑO, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE PLANTAS DE COGENERACIÓN, 2018.

[2] HORACIO ANTONIO TORRES RIASCO. Impacto en la estabilidad de un sistema de potencia al integrar generación distribuida, 2008. Pag.40-42

[3] Prof. Larry Francis Obando – Technical Specialist – Educational Content Writer.

[4] Yang, W. C. y T. H. Chen, Analysis of Interconnection Operation of a Radial Feeder with a Cogeneration Plant, Power Engineering Society General Meet., 2384-2389, San Francisco, USA, 12 to 16 de June (2005).

[5] Machowski J. Bialek J., “Power Sytem Dinamics and Stability”, Jonh Wiley and Sons Ltd, 1997.

[6] Kundur P., Paserba J. “Definition and classification of power system Stability” IEEE/CIGRE join task force on stability terms and definitions.

[7] Mc Graw Hill. Power System Stability and Control. 1994.

[8] IEEE Transactions -en Power Apparatus and Systems, July 1982.

[9] Handschin E., “Eliktrische Energietechnik”, Dortmund University, Ws 1998/1999.

[10] CIGRE., “Analysis and Control of Power of Power System Oscillations”, Advisory Group 01, Study Committee 38, December 1996.

[11] Pavella M. Murthy P., “Transient Stability of Power Systems, Theory and Practice” John Wiley&Sons, 1994.

[12] Cutsem T., “Voltage Stability of Electric Power Systems”, Kluwer Academic Publishers, 1998.

[13] Berizzi A., “Steady-state and dynamic approaches for the evaluation of loadability margins in the presence of secondary voltage regulation” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, pp. 1048-1057, May 2004.

[14] KAP. Voltage Stability of Electric Power Systems. 1998.

[15] Generalidades de Simulación Dinámica en el PSS/E Curso PSS/E Versión 32.
Dr. José Alberto Gómez Hernández, M.C. Ernesto Meléndez Meléndez, Dra. Citlalli Sandoval Aguilar.