

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS**  
**DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD**



**ESTUDIO DE ESTABILIDAD DEL SISTEMA DE GENERACION**  
**PERTENECIENTE AL SISTEMA ELECTRICO DEL ESTADO NUEVA**  
**ESPARTA C.A. (SENECA). ESTADO NUEVA ESPARTA**

REALIZADO POR:

**VICTOR A. VELASQUEZ PATIÑO**

C.I.: 19.232.406

Trabajo de Grado Presentado Ante la Ilustre Universidad de Oriente Como Requisito

Parcial para Optar al Título de:

**Ingeniero Electricista**

**Barcelona, Mayo de 2010.**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS**  
**DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD**



**ESTUDIO DE ESTABILIDAD DEL SISTEMA DE GENERACION  
PERTENECIENTE AL SISTEMA ELECTRICO DEL ESTADO NUEVA  
ESPARTA C.A. (SENECA) ESTADO NUEVA ESPARTA.**

Víctor Armando Velásquez Patiño

\_\_\_\_\_  
**Nombre del Estudiante**

\_\_\_\_\_  
Firma

Revisado y Aprobado por:

Ingeniero Luís Suarez

\_\_\_\_\_  
**Asesor Académico**

\_\_\_\_\_  
Firma

Ingeniero Netty Ordaz

\_\_\_\_\_  
**Asesor Industrial**

\_\_\_\_\_  
Firma

**Barcelona, Mayo de 2010.**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS**  
**DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD**



**ESTUDIO DE ESTABILIDAD DEL SISTEMA DE GENERACION  
PERTENECIENTE AL SISTEMA ELECTRICO DEL ESTADO NUEVA  
ESPARTA C.A. (SENECA). ESTADO NUEVA ESPARTA**

Trabajo de Grado Aprobado por el Departamento de Ingeniería Eléctrica de La  
Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas de la Universidad de Oriente.

**JURADO CALIFICADOR**

El Jurado Calificador hace constar que asigno a esta Tesis la calificación de:

---

Prof. Luis Suarez  
Asesor Académico

---

Prof. Hernán Parra  
Jurado Principal

---

Prof. Manuel Maza  
Jurado Principal

## **RESOLUCIÓN**

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajos de Grado:

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad De Oriente, y solo podrán ser utilizados para otros fines con el debido consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participara al Consejo Universitario”

## Índice General

<b>RESOLUCIÓN.....</b>	<b>IV</b>
<b>DEDICATORIA.....</b>	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
<b>AGRADECIMIENTOS.....</b>	<b>¡ERRO R! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
<b>ÍNDICE</b>	<b>GENERAL</b>
.....	
..... V	
<b>ÍNDICE DE TABLAS.....</b>	<b>X</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS.....</b>	<b>XI</b>
<b>RESUMEN.....</b>	<b>XII</b>
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>XIV</b>
<b>CAPITULO 1: EL PROBLEMA.....</b>	<b>16</b>
<b>1.1 Planteamiento del Problema.....</b>	<b>16</b>
<b>1.2 Objetivos.....</b>	<b>19</b>
1.2.1 Objetivo General .....	19
1.2.2 Objetivos Especificos .....	19
<b>CAPITULO 2: DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA.....</b>	<b>20</b>
<b>2.1 Sistema Eléctrico del Estado Nueva Esparta C.A. (SENECA).....</b>	<b>20</b>
2.1.1 Historia .....	20
2.1.2 Misión.....	21
2.1.3 Visión .....	22
2.1.4 Valores Corporativos.....	22
<b>2.2 Planta Luisa Cáceres de Arismendi.....</b>	<b>23</b>
2.2.1 Historia .....	23

2.2.2	Ubicación.....	24
2.2.3	Descripción.....	25
<b>CAPITULO 3: MARCO TEÓRICO.....</b>		<b>26</b>
<b>3.1</b>	<b>Antecedentes.....</b>	<b>26</b>
<b>3.2</b>	<b>Fundamentos de Estabilidad.....</b>	<b>27</b>
3.2.1	Dinámica de Máquinas Síncronas.....	28
3.2.2	Estabilidad en Sistemas de Potencia.....	30
3.2.2.1	Estabilidad en Estado Estable.....	31
3.2.2.2	Estabilidad Transitoria.....	32
3.2.3	Parámetros de Estabilidad.....	32
3.2.3.1	Angulo.....	33
3.2.3.1.1	Estabilidad Angulo Rotor.....	33
3.2.3.1.2	Relación Potencia Ángulo.....	33
3.2.3.1.3	Estabilidad a Pequeñas Señales.....	36
3.2.3.2	Voltaje.....	38
3.2.3.2.1	Estabilidad y Colapso de Voltaje.....	38
3.2.3.2.2	Estabilidad de Voltaje ante Grandes Perturbaciones.....	39
3.2.3.2.3	Estabilidad de Voltaje ante Pequeñas Perturbaciones.....	40
3.2.4	Fundamentos de un Estudio de Estabilidad.....	41
3.2.5	Utilidad de un Estudio de Estabilidad.....	41
<b>3.3</b>	<b>Descripción general de una Unidad Turbogeneradora.....</b>	<b>42</b>
3.3.1	Descripción funcional.....	42
3.3.1.1	Sección de admisión de aire.....	43
3.3.1.2	Compartimiento de control.....	44
3.3.1.3	Compartimiento de accesorios.....	44
3.3.1.4	Compartimiento de turbina.....	44
3.3.1.5	Sección de gases de escape.....	44
3.3.1.6	Compartimiento de acople de carga.....	45
3.3.1.7	Skid (patín) de combustible.....	45
3.3.2	Subsistemas que conforman las unidades turbogeneradoras.....	45
3.3.2.1	Operacional.....	45
3.3.2.2	Aceite de lubricación.....	46
3.3.2.3	Aceite hidráulico.....	47
3.3.2.4	Aceite de control o de disparo hidráulico.....	48

3.3.2.5	Agua de enfriamiento.....	48
3.3.2.6	Arranque .....	49
3.3.2.7	Aire de enfriamiento y sello.....	49
3.3.2.8	Ventilación y Calefacción.....	50
3.3.2.9	Combustible Diesel.....	51
3.3.2.10	Contra Incendio CO <sub>2</sub> .....	51
3.3.2.11	Sistema de Control de Excitación .....	52
<b>3.4</b>	<b>Sistema de Control de Excitación.....</b>	<b>53</b>
3.4.1	Requerimientos del Sistema de Excitación.....	53
3.4.1.1	Consideraciones del Generador.....	53
3.4.1.2	Consideraciones del Sistema de Potencia Asociado.....	54
3.4.2	Elementos del Sistema de Control de Excitación .....	55
3.4.3	Tipos de Sistema de Excitación.....	57
3.4.3.1	Sistemas de excitación DC.....	58
3.4.3.2	Sistema de Excitación AC.....	59
3.4.3.2.1	Sistema de Rectificadores Estacionarios.....	60
3.4.3.2.2	Sistema de Rectificadores Rotativos .....	61
3.4.3.3	Sistema de Excitación Estáticos.....	62
3.4.3.3.1	Sistema de Rectificador Controlado y Fuente de Tensión.....	63
3.4.3.3.2	Sistema de Rectificador con Fuente Compuesta .....	64
3.4.3.3.3	Sistema de Excitación Rectificador Compuesto Controlado.....	65
3.4.3.3.4	Circuito Campo Centelleante para Excitatrices Estáticas.....	65
<b>CAPITULO 4: MARCO METODOLÓGICO .....</b>		<b>67</b>
<b>4.1</b>	<b>Tipo de Investigación.....</b>	<b>67</b>
<b>4.2</b>	<b>Aspectos de Temporalidad.....</b>	<b>67</b>
<b>4.3</b>	<b>Etapas de la Investigación.....</b>	<b>67</b>
<b>4.4</b>	<b>Población y Muestra.....</b>	<b>69</b>
<b>4.5</b>	<b>Técnicas de Recolección de Datos.....</b>	<b>70</b>
<b>CAPITULO 5: DESARROLLO DEL PROYECTO .....</b>		<b>71</b>
<b>5.1</b>	<b>Sistema de Generación Planta Luisa Cáceres de Arismendi (PLCA).....</b>	<b>71</b>
<b>5.2</b>	<b>Escenarios de simulación.....</b>	<b>72</b>

<b>5.3</b>	<b>Electrical Transient Analysis Program</b>	
<b>(ETAP)</b>		<b>73</b>
5.3.1	Datos requeridos para la representación del sistema	73
5.3.1.1	Modos de operación del generador y de la red externa equivalente	75
5.3.1.1.1	Modo Compensación	75
5.3.1.1.2	Control de voltaje	76
5.3.1.1.3	Control MVAR	76
5.3.1.1.4	Control PF	76
5.3.1.2	Modelado Dinámico del Generador Sincrónico	77
5.3.1.2.1	Tipo de Modelo	77
5.3.1.3	Modelado Dinámico de la excitatriz	79
5.3.1.3.1	Sistema tipo ST1	79
5.3.1.3.2	Sistema tipo ST2	80
5.3.1.4	Modelado Dinámico del Gobernador-Turbina	82
<b>5.4</b>	<b>Estudio de Flujo de</b>	
<b>Carga</b>		<b>83</b>
5.4.1	Normas aplicadas	83
5.4.2	Metodología de Calculo usada en ETAP	84
5.4.3	Validación del estudio de flujo de carga	84
5.4.4	Resultados de Estudio de Flujo de Carga	85
5.4.5	Conclusiones del Estudio de Flujo de Carga	86
<b>5.5</b>	<b>Estudio de Cortocircuito</b>	
		<b>86</b>
5.5.1	Metodología de Calculo aplicado en el ETAP	87
5.5.2	Normas aplicadas	87
5.5.3	Resultados Estudio de Cortocircuito	88
5.5.4	Conclusiones del Estudio de Cortocircuito	89
<b>5.6</b>	<b>Estudio de Estabilidad</b>	<b>89</b>
5.6.1	Metodología de Cálculo	89
5.6.2	Normas Aplicadas	90
5.6.3	Descripción del Estudio de Estabilidad	90
5.6.4	Validación del Estudio de Estabilidad	91
5.6.1	Resultados del Estudio de Estabilidad	92



5.6.1.1	Operación Bajo Contingencia (Unidades Conectadas a Barra de Transferencia).....	93
5.6.1.1.1	Escenario 1: Apertura Anillo 115Kv.....	93
5.6.1.1.2	Escenario 2: Pérdida de Carga .....	94
5.6.1.1.3	Escenario 3: Corto Circuito Barra PPAL .....	95
5.6.1.1.4	Escenario 4: Pérdida de Generación.....	97
5.6.1.2	Unidades operando Condiciones Normales (Conectadas a 2 Barras de Generación).....	98
5.6.1.2.1	Escenario 1: Apertura Anillo 115Kv.....	98
5.6.1.2.2	Escenario 2: Pérdida de Carga .....	99
5.6.1.2.3	Escenario 3: Corto Circuito Barra PPAL .....	101
5.6.1.2.4	Escenario 4: Pérdida de Carga .....	102
	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>104</b>
	<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>106</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>107</b>
	<b>ANEXO A: DIAGRAMA UNIFILAR PLCA;ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>	
	<b>ANEXO B: IEEE STD. 399-1997.....;ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>	
	<b>ANEXO C: REPORTE DE ESTUDIO DE ESTABILIDAD.....;ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>	

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 5.1 Características de Generadores de Planta Luisa Cáceres de Arismendi .....	71
Tabla 5.2 Parámetros requeridos para modelado dinámico de máquinas sincrónicas .....	77
Tabla 5.3 Valores de los parámetros para modelo dinámico de turbogeneradores .....	78
Tabla 5.4 Parámetros correspondientes al modelo de excitatriz IEEE ST1 .....	80
Tabla 5.5 Parámetros correspondientes al modelo de excitatriz IEEE ST2 .....	81
Tabla 5.6 Parámetros correspondientes al modelo de control de velocidad. ....	82
Tabla 5.7 Resultados Estudio de Flujo de Carga.....	85
Tabla 5.8 Estándares ANSI/IEEE para calculo de corriente de cortocircuito en ETAP...	87
Tabla 5.9 Resultados Estudio de Cortocircuito .....	88
Tabla 5.10 Límites Aceptables de Frecuencia .....	91

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1 Características de Transferencia de Potencia sistema de dos máquinas.....	34
Figura 3.2 Respuesta natural de pequeña perturbación a voltaje de campo Constante.....	36
Figura 3.3 Respuesta natural de pequeña perturbación con control de excitación.....	37
Figura 3.4 Familia de Curvas V de Maquinas Sincronicas.....	54
Figura 3.5 Diagrama de bloques funcional del sistema de control de excitación.....	56
Figura 3.6 Sistema de Excitación DC con regulador Amplydine.....	59
Figura 3.7 Sistema de Excitación de Campo Controlado.....	60
Figura 3.8 Sistema De Excitación Alimentado mediante Rectificación Controlada.....	61
Figura 3.9 Sistema de Excitación sin Escobillas.....	62
Figura 3.10 Sistema de Excitación con Rectificador Controlado y Fuente de Tensión.....	63
Figura 3.11 Sistema de Rectificador con Fuente Compuesta.....	64
Figura 5.1 Diagrama Unifilar Sistema Eléctrico del Edo. Nueva Esparta ETAP®.....	74
Figura 5.2 IEEE tipo ST1- Excitatriz rectificador controlado y Fuente de Voltaje.....	80
Figura 5.3 Sistema Excitacion Estático Fuente de Corriente y Potencial.....	81

Figura 5.4 Modelo Dinámico Gas-Turbine (GT).....	<b>82</b>
Figura 5.5 Angulo Rotor Escenario 1 con Conexión a Barra de Transferencia.....	<b>93</b>
Figura 5.6 Angulo Rotor Escenario 2 con Conexión a Barra de Transferencia.....	<b>95</b>
Figura 5.7 Angulo Rotor Escenario 3 con Conexión a Barra de Transferencia.....	<b>96</b>
Figura 5.8 Angulo Rotor Escenario 4 con Conexión a Barra de Transferencia.....	<b>97</b>
Figura 5.9 Angulo Rotor Escenario 1 con Conexión a Barras de Generacion.....	<b>99</b>
Figura 5.10 Angulo Rotor Escenario 2 con Conexión a Barras Generación. .....	<b>100</b>
Figura 5.11 Angulo Rotor Escenario 3 con Conexión a Barras Generación.. .....	<b>102</b>
Figura 5.12 Angulo Rotor Escenario 4 Con Conexión A Barras Generación.....	<b>103</b>

## **RESUMEN**

La estabilidad como característica operativa de un sistema eléctrico de potencia es la habilidad que posee dicho sistema para regresar a un su punto de operación en estado estacionario luego de la ocurrencia de un evento que implique aspectos transitorios. En la actualidad como consecuencia de la interconexión entre grandes sistemas de potencia es necesario realizar estudios de estabilidad para comprender la influencia de las oscilaciones electromecánicas en perfiles de tensión y frecuencia de la red eléctrica. Sin embargo la ejecución de estos estudios es compleja ya que implica poseer un profundo conocimiento de conceptos que abarcan aspectos

matemáticos, eléctricos y mecánicos para generar un modelo aplicable al sistema en estudio. En el presente trabajo valiéndose del software ETAP 5.0.3 se desarrollo un modelo correspondiente al Sistema Eléctrico del Estado Nueva Esparta, para la realización del estudio de estabilidad de sus unidades de generación con la intención de conocer cuales son los limites de operación de dicho equipos y comprobar la influencia de la presencia de grandes bloques de generación distribuida en sistemas de generación concentrada. Además se realizaran estudios de flujo de carga y corriente de cortocircuito como parte del análisis estacionario del sistema perteneciente a SENECA. Finalmente se aplicaran de ser necesarios los criterios de prioridad en alimentación entre las cargas conectadas ala sistema insular.

## INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia son diseñados para operar a valores de voltaje y frecuencia de estado estable para cada caso en particular, y cuando estos varían como consecuencia de la inyección o remoción de carga en el sistema debido a operaciones de maniobra, pérdida de generación, arranque de grandes grupos de motores o el retardo en el despeje de fallas de magnitudes considerables, y no ocurre el retorno del sistema a su condición anterior se esta en presencia de la pérdida de estabilidad, esta altera los parámetros operativos volviéndose entonces el sistema afectado un peligro para si mismo, originando por lo tanto elevando los potenciales riesgos inherentes a la operación del mismo. A pesar de formar parte de un fenómeno de particular importancia, los eventos que ocurren durante la operación normal y que provocan perturbaciones en los Sistemas Eléctricos de Potencia no son por lo general considerados con precisión para la elaboración de las premisas de manipulación y control de dichos sistemas.

Las generalidades de los sucesos que provocan la pérdida de estabilidad, abarcan estudios que relacionan eventos transitorios de tipo electromagnéticos con sus pares electromecánicos, nexos que ocurren en las unidades generadoras encargadas de convertir la energía mecánica provista desde la turbina en energía eléctrica y en los sistemas de excitación y gobernador de velocidad, sistemas de control que funcionan en conjunto a fin de obtener un suministro de energía eléctrico que cumpla con las características técnicas mínimas requeridas para un sistema eléctrico de alta prioridad.

La Planta Luisa Cáceres de Arismendi representa en el esquema eléctrico de la Isla de Margarita, el punto mas crítico del sistema porque se encarga del suministro de potencia a las subestaciones encargadas de distribuir el flujo eléctrico a toda

Nueva Esparta. El siguiente estudio es motivado al análisis del impacto por la complejidad y costo que acarrearía la caída y posterior restablecimiento del Sistema Eléctrico de la Isla de Margarita, como consecuencia de una falla en sus unidades de generación. Conforme a esto de ser necesario se ahondaran en aspectos concernientes a la esquematización de bote de carga como medida que contrarreste la pérdida de Estabilidad; y por ende la salida de servicio de las máquinas sincrónicas asociadas al sistema a causa de las fluctuaciones de frecuencia.

Igualmente se presentara una metodología detallada en lo referente al uso de herramientas computacionales para la solución a modelos matemáticos desarrollados para la obtención de los límites idóneos de estabilidad para la operación de un Sistema Eléctrico de Potencia, esto basado en investigaciones especializadas aceptadas internacionalmente y que aseguran el perfecto cumplimiento de los estándares de calidad, en lo referente al suministro eléctrico, exigidos por la empresa SENECA.

## **CAPITULO 1:**

### **EL PROBLEMA**

#### **1.1 Planteamiento del Problema**

El Sistema Eléctrico del Estado Nueva Esparta, C.A (SENECA), es la empresa de servicio público encargada de la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica para Margarita y Coche. Su nacimiento se produce en el año 1998, a través de un proceso de licitación organizado por el Ejecutivo Nacional donde resulta seleccionada la empresa CMS Energy, con esto se buscaba descentralizar los servicios públicos a fin de optimizar la prestación de dichos servicios a la comunidad, sin embargo, en el año 2006 y siguiendo lineamientos del nuevo Plan Estratégico Nacional se procedió a retomar el control de las operaciones del Sistema Eléctrico por parte del Estado Venezolano en vista del cambio en el modelo de la sociedad Venezolana.

Dicho modelo establece una diversificación de la economía del país y la masificación en la implementación de medios de producción cada vez mas eficientes, aunado a esto se tiene un incremento desbordante de la población, lo cual provoca en definitiva que los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) actualmente operen bajo un esquema de crecimiento de demanda cada vez más exigente, lo que se ha traducido que las empresas encargadas de la comercialización de la Energía Eléctrica se vean obligadas a dar un vuelco en sus estructuras operacionales, a fin de dar respuesta a las demandas existentes en los nuevos escenarios donde deben actuar, sin embargo, debido al hecho que la infraestructura de la generación y transporte de la energía tiene una velocidad de crecimiento bastante menor, ya sea por su forma constructiva



o parámetros operativos, la habilidad de esos sistemas para mantener algunos parámetros operativos se convierte en un problema cada vez más acuciante.

Planteado este escenario resulta de interés realizar una serie de estudios cualitativos y cuantitativos a fin de analizar detalladamente indicadores de desempeño en cuanto a régimen de operación del sistema de Generación perteneciente a la empresa. Desde el punto de vista cualitativo existen parámetros que definen las características de rendimiento y confiabilidad de los elementos de un sistema, sin embargo, a nivel de un estudio de ingeniería resulta mucho más eficiente y constructivo realizar un estudio cuantitativo porque permite determinar los parámetros que describen los aspectos técnicos asociados con la evaluación de condiciones de operatividad del mismo, tales como Voltajes de Barras, Factor de Potencia y la Estabilidad.

La estabilidad como característica de un SEP se define como la propiedad que permite al sistema mantenerse en un estado de operación equilibrado bajo condiciones normales y recuperar un estado aceptable luego de ser sujeto a una perturbación. Los índices que permiten establecer los niveles de estabilidad son, la capacidad de mantener una magnitud constante en los valores de tensión en cada una de las barras pertenecientes al mismo, y la posibilidad de conservar los valores en los ángulos de los rotores de las máquinas sincrónicas asociadas al sistema para lo cual debe involucrarse un estudio de las oscilaciones electromecánicas inherentes en los sistemas de potencia.

Esta última característica reviste una gran importancia, ya que esta íntimamente relacionada con los equipos encargados de suministrar potencia al sistema, de manera que ha sido objeto de una intensa investigación efectuándose numerosos estudios de estabilidad que involucran desde extensos procesos de iteración hasta pruebas de laboratorio y simulaciones basadas en modelos desarrollados a fin de poder aplicar

métodos de análisis que permitan determinar la respuesta del sistema que se encuentra bajo observación.

En un contexto más específico, el sistema eléctrico del estado Nueva Esparta se encuentra acoplado al Sistema Interconectado Nacional (SIN) a través del Cable Submarino lo cual aumenta su vulnerabilidad, esto si se tiene en consideración que en condiciones normales debido a la complejidad y extensión del SIN los regímenes de operación se encuentran muy cercanos a los límites idóneos de estabilidad, por lo tanto, luego de perturbaciones ocurridas en este, tales como apertura de líneas de transmisión de alta tensión o cortocircuitos en las barras de subestaciones encargadas de la alimentación del sistema insular, se ve forzado los equipos de generación a trabajar en la zona de inestabilidad, zona en la cual se produce la pérdida del sincronismo causando el aumento de la diferencia angular en los rotores y por lo tanto la salida de servicio de los equipos debido a la actuación de los equipos de protección por efectos de fluctuaciones de frecuencia.

Tomando en cuenta que en la actualidad los niveles de demanda de la población neoespartana ha aumentado de tal manera que cada elemento que forma parte del Sistema de Generación de SENECA es considerado de importancia crítica a fin de mantener el suministro de energía eléctrica, se percibe fácilmente que el estudio de la estabilidad constituye un paso fundamental para el entendimiento de la influencia de fenómenos externos a fin de optimizar los procesos de planificación y operación de los equipos existentes así como proveer datos que sirvan como información para el diseño e instalación de nuevos equipos de generación eléctrica.

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo General**

- Estudiar la Estabilidad Transiente en el Sistema de Generación perteneciente al Sistema Eléctrico del Estado Nueva Esparta C.A. (SENECA)

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

- Describir las características del Sistema de Generación de la Planta Luisa Cáceres de Arismendi
- Definir los escenarios de operación y las cargas conectadas al sistema de acuerdo a las características de los suscriptores del servicio eléctrico.
- Desarrollar el modelo matemático del Sistema de Generación de Energía Eléctrica como de su carga asociada.
- Analizar el comportamiento del sistema ante la presencia de las perturbaciones, usando el software Electrical Transient Analysis Program (ETAP).
- Establecer criterios de ajustes de alimentación y configuración del sistema ante una eventual pérdida de estabilidad

## **CAPITULO 2:**

### **DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA**

#### **2.1 Sistema Eléctrico del Estado Nueva Esparta C.A. (SENECA)**

##### **2.1.1 Historia**

En el marco de la reorganización del sector eléctrico nacional, y con la finalidad de mejorar la calidad del servicio en todo el país, maximizar la eficiencia en el uso de las fuentes primarias de producción de energía, la operación del sistema y redistribuir las cargas y funciones de las actuales operadoras del sector, el Ejecutivo Nacional, a través del Decreto-Ley N° 5.330, de fecha 2 de mayo de 2007, publicada en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 38.736 del 31 de julio de 2007, ordena la creación de la sociedad anónima Corporación Eléctrica Nacional S.A.

CORPOELEC es una empresa operadora estatal adscrita al Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, encargada de la realización de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de potencia y energía eléctrica. Se encuentra conformada por las siguientes empresas de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica:

- Electrificación del Caroní, C.A. (EDELCA)
- Energía Eléctrica de Venezuela, S.A. (ENELVEN)
- Empresa Nacional de Generación C.A: (ENAGER)
- Compañía de Administración y Fomento Eléctrico S.A. (CADAFE)
- Energía Eléctrica de la Costa Oriental del Lago C.A: (ENELCO)

- Energía Eléctrica de Barquisimeto S.A. (ENELBAR)
- Sistema Eléctrico del Estado Nueva Esparta (SENECA)
- La Electricidad de Caracas (La EDC)

El Sistema Eléctrico del Estado Nueva Esparta, C.A (SENECA), es la empresa de servicio público encargada de la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica para Margarita y Coche. Su nacimiento se produce en el año 1998, esto a través de un proceso de licitación organizado por el Ejecutivo nacional donde resulta seleccionada la empresa CMS Energy, con esto se buscaba descentralizar los servicios públicos a fin de optimizar la prestación de dichos servicios a la comunidad, sin embargo, en el año 2006 y siguiendo lineamientos del nuevo Plan Estratégico Nacional se procedió a retomar el control de las operaciones del Sistema Eléctrico por parte del Estado Venezolano en vista del cambio en el modelo de la sociedad Venezolana.

SENECA cuenta en la actualidad con dos (2) plantas generadoras, Planta Luisa Cáceres de Arismendi y Planta Coche, la primera se encarga de alimentar la demanda de la Isla de Margarita y la segunda cumple la misma función en la Isla de Coche, además ejecuta las obras correspondientes a la Construcción de la Planta Juan Bautista Arismendi en la población de El Guamache la cual vendrá a robustecer y afianzar el desarrollo del sistema Insular, posee además doce (12) Subestaciones situadas en diferentes sectores del Estado, que se encargan de la distribución de la energía eléctrica a los usuarios del servicio.

### **2.1.2 Misión**

Proveer servicios energéticos buscando soluciones que satisfagan las necesidades de nuestros clientes, apoyándonos en la ética, tecnología y desarrollo de

nuestro personal y proveedores, optimizando los recursos y resultados, a fin de promover el bienestar y crecimiento de la comunidad

### **2.1.3 Visión**

En los próximos años SENECA será reconocida como la empresa de servicios eléctrica más eficiente del país y líder en el desarrollo de nuestra comunidad, por la calidad de su tecnología, la competencia de su recurso humano y por su permanente orientación a satisfacer las necesidades del mercado y a promover el desarrollo económico y social del estado Nueva Esparta.

### **2.1.4 Valores Corporativos**

Como lineamientos que orientan la razón de ser de la empresa, se cuentan:

- **Ética y Conductas Impecables:** Todos los empleados de SENECA interactuarán con sus usuarios, reguladores, demás funcionarios públicos, proveedores y compañeros de trabajo con el mas alto nivel de ética y conducta.

- **Satisfacción del Usuario:** SENECA se esforzara constantemente en darle a sus clientes la mejor atención con calidad social. SENECA escuchará las preocupaciones de sus usuarios y reguladores a fin de adaptarlos a los requerimientos de la colectividad

- **Productividad Social:** Uno de los retos que debe asumir la empresa en busca de su permanente crecimiento y desarrollo es lograr los niveles óptimos de productividad que hagan de la organización una actividad eficiente, eficaz, de óptima calidad y carácter sustentable. Esto asegura además, el cumplimiento de sus obligaciones y responsabilidades con su personal, sus usuarios y la comunidad en general.

- **Desarrollo de los Trabajadores y Trabajadoras:** La empresa tiene la obligación de entrenar y capacitar a su gente, a fin de alcanzar un nivel de trabajo

competente y motivado. Las políticas de la compañía, procedimientos y programas deben ser flexibles y efectivos, para que los empleados que tengan el entusiasmo de contribuir tanto con el éxito de la compañía como con el crecimiento personal, les sea dada la oportunidad de crear valor y desarrollar su creatividad

•**Seguridad:** SENECA establecerá condiciones de trabajo y para la prestación del servicio eléctrico que brinden seguridad a sus empleados y al público en general con la mas alta consideración. Estaremos conscientes constantemente y actuaremos de acuerdo a las normas de seguridad, sentido común y a las disposiciones de política general para la conservación del medio ambiente.

•**Crecimiento y Desarrollo:** Creemos el vínculo innegable entre el éxito de la compañía y el éxito de la comunidad a la que servimos. Nos esmeraremos en mejorar la calidad de nuestros servicios y el medio ambiente de la empresa en general, para promover el desarrollo económico de la comunidad neoespartana.

## **2.2 Planta Luisa Cáceres de Arismendi**

### **2.2.1 Historia**

En los años 70 la Isla de Margarita contaba con el suministro eléctrico de un parque de generación ubicado en Pampatar, donde hoy está la sede principal de SENECA. Sin embargo este parque resulto insuficiente por lo cual en el año 1972 fue inaugurada La Planta Luisa Cáceres de Arismendi (PLCA). Esta planta en un principio contaba con una capacidad de 30 MW, suministrada por un grupo de generadores formado por dos (2) unidades Fiat Bérgamo a Gasoil de 15 MW c/u, y se servía de una celda de 13.8 Kv con 7 salidas para alimentar los diferentes pueblos de la Isla de Margarita.

Para 1974 se terminó la construcción de la S/E de 115 Kv para aumentar la capacidad de la Isla de Margarita. En el año 1975, se instalaron dos unidades Fiat de

20MW c/u, además de la línea 115 Kv hacia Los Millanes y los Robles. No obstante este significativo avance se busco apuntalar el sistema eléctrico estatal por lo cual, en el año de 1977 entro en operación el Cable Submarino con una capacidad de 100 MW a través de la S/E Casanay.

Para los años 80 fueron culminadas las S/E de 115 Kv en La Asunción y Pampatar para cerrar el anillo a ese nivel de Tensión. A mediados de esta década, fueron instaladas tres unidades Hitachi en la Planta LCA, de 20 MW c/u, elevando la capacidad efectiva la capacidad de la planta hasta 200 MW.

Durante la década de los 90 fue construida la S/E Porlamar y se procedió a la instalación de otras Unidades GE de 20 MW en la Planta Luisa Cáceres de Arismendi. En el año 1998 fue privatizada la empresa CADAFE y comenzó la concesión por parte de la empresa transnacional CMS Energy bajo la denominación Sistema Eléctrico de Nueva Esparta (SENECA).

Para el año 2000 a fin de dar respuesta a la demanda cada vez mayor, se ejecuta la instalación dos Unidades FRAME 6 GE con una generación nominal de 40 MW c/u, posteriormente a mediados del año 2006 fue energizada la S/E Chacopata II y el Cable Sub-Marino entre Chacopata II y la Planta Luisa Cáceres de Arismendi para eliminar el Tendido aéreo en la llegada a Chacopata I desde Casanay.

### **2.2.2 Ubicación**

La planta Luisa Cáceres de Arismendi, responsable casi absoluta de la alimentación de la carga insular, se encuentra localizada en la vía La Isleta-El Silguero del sector Macho Muerto, perteneciente al Municipio García del Estado Nueva Esparta.



### 2.2.3 Descripción

En la actualidad la Planta Luisa Cáceres de Arismendi cuenta con un total de 11 unidades turbogeneradoras, de los cuales siete (7) corresponden al modelo FRAME V (MS-5001P) con una capacidad nominal 22 Mw cada una, otras dos (2) son unidades modelo FRAME VI (MS-PG6561B) de 35 Mw por cada central y dos unidades recientemente instaladas, perteneciente a la serie FT8 de la Empresa Pratt & Whitney de 25 Mw nominales.

Además se encuentran en la planta cuatro emplazamientos de unidades MTU, compuesto cada emplazamiento por 8 unidades, identificadas como Generación Distribuida y operando bajo supervisión de la EDC como apoyo a SENECA en su función de cubrir la demanda de la Isla, en las horas puntas adicionalmente a los equipos existentes en planta LCA se cuentan con otros tres (3) emplazamientos ubicados en puntos estratégicos de la Isla de Margarita.

La Planta LCA posee igualmente una subestación homónima, la cual es la encargada de distribuir a todas las subestaciones la potencia generada mediante tres (3) salidas de 115 Kv, otras tres (3) salidas de 34,5 Kv y ocho (8) salidas de 13,8 Kv. Las restantes Subestaciones del sistema eléctrico insular son:

- Aeropuerto
- Morropo
- Porlamar
- Los Robles
- Boca del Rio
- Los Millanes
- Conejeros
- Aricagua
- La Asunción
- Las Hernández
- Pampatar

## **CAPITULO 3:**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **3.1 Antecedentes**

En el desarrollo de cualquier trabajo de investigación contar con una copiosa fuente de información resulta una herramienta fundamental para alcanzar con éxito los objetivos propuestos, esta fuente no se limita a libros y manuales que establezcan características de los fenómenos y temas estudiados también se deben incluir trabajos de investigación realizados previamente, la importancia radica en que no solo son proveedores de información teórica, sino cumplen un papel de guía al aportar estructuras y procedimientos cuyo funcionamiento ha sido comprobado y permiten construir las bases para el inicio del proyecto, siguiendo esta premisa se mencionan algunos estudios citados en el presente proyecto como material bibliográfico:

En un estudio de estabilidad es necesario en primera instancia, modelar matemáticamente el sistemas que se estudiará por lo cual Luis Suarez elabora en el año 1997, el trabajo de grado que lleva por titulo “Desarrollo de Modelos de Aplicación para Estudios de Estabilidad y Arranque de Motores, utilizando Programas Computacionales”[1], con lo cual se suministra modelos matemáticos con el objetivo de servirse de poderosas herramientas virtuales que simplifiquen el proceso para la obtención de la solución en los estudios de estabilidad Transiente.

En el año 2004, Pedro León realiza un trabajo de grado titulado “Estudio de Estabilidad y Bote de Carga para manejar el Impacto de la Interconexión VALCOR de la Refinería Puerto la Cruz”[2], con el objetivo de determinar los nuevos niveles de estabilidad del sistema de generación perteneciente a la Refinería Puerto la Cruz,

así como establecer esquemas de bote de carga para el retorno del sistemas a su estado de normal operación ante la ocurrencia de fallas y eventos, este aporta una guía a fin de desarrollar el esquema de trabajo a seguir en el presente proyecto.

Para la definición de las condiciones operativas de un sistema de potencia resulta imprescindible la realización de un estudio de estabilidad, ya que permiten la correcta selección de los tiempos críticos de despeje de fallas y de los esquemas de bote de carga, por lo cual en 2008 Katherine Rojas elabora un trabajo de grado que lleva por nombre “Estudio de Estabilidad de la Planta de Generación Eléctrica de la Refinería Puerto la Cruz, Distrito Social PDVSA Oriente” [3], como parte de la evaluación de los niveles de desempeño de la Refinería Puerto la Cruz.

En el marco de la optimización de los sistemas operativos y equipos en la Planta Luisa Cáceres de Arismendi, Vanessa Pérez realiza una “Propuesta de Sustitución de los Sistemas de Regulación de Voltaje para el control de la Excitación de las Unidades AEG-KANIS de la Planta Luisa Cáceres de Arismendi” [4], Trabajo de Grado que desarrolla modelos matemáticos de los sistemas funcionales de monitoreo y control de las unidades generadores, orientados a establecer las relaciones entre los equipos encargados de la excitación y control de la velocidad, y los eventos que provocan las oscilaciones electromecánicas en generadores sincrónicos.

### **3.2 Fundamentos de Estabilidad**

Desde el nacimiento de los sistemas de potencia el problema de la estabilidad e ellos ha sido objeto de una intensa investigación, efectuándose un gran número de de pruebas de laboratorio y desarrollándose métodos de análisis que ha sido debidamente comprobados. En principio solo se vinculaba la inestabilidad a los sistemas eléctricos

de potencia basados en generación hidroeléctrica que se encuentran asociados a líneas de transmisión de gran extensión ya que por la ubicación remota de los centros de carga se vuelven especialmente vulnerables a está, debido a que cualquier punto de su longitud son posibles sitios de origen a perturbaciones.

Sin embargo en la actualidad, se ha demostrado que esta premisa no es sino un factor de riesgo que entra en una complicada interrelación entre elementos que pueden desembocar en el colapso del sistema, ya que a medida que la interconexión entre distintos sistemas se ha vuelto económicamente atractiva sus requerimientos operativos han variado hasta llegar a tener que establecer los puntos de operación al límite de las zonas de estabilidad, volviendo la inestabilidad un escenario recurrente en el día a día de los encargados de manipular esos sistemas. Por eso es necesario que el ingeniero desde la mesa de trabajo considere entre sus previsiones para el diseño la forma de atenuar el efecto que produce sobre cualquier elemento conectado al sistema de potencia así como también idear métodos que permitan mitigar las oscilaciones electromecánicas que son afines a cualquier red eléctrica.

### **3.2.1 Dinámica de Máquinas Sincrónicas**

Las máquinas sincrónicas basan su funcionamiento en al alineación de los campo magnéticos existentes en el rotor y el estator. El rotor gira recibiendo un empuje externo normalmente representado por una turbina, además este cuenta con una fuente de corriente continua que actúa como una excitación independiente variable que genera un flujo constante, pero que al estar acoplado al rotor, crea un campo magnético giratorio que genera un sistema trifásico de fuerzas electromotrices en los devanados del estator.

De esta teoría destacan un par de aspectos que resultan de una vital importancia a fin de evitar las perturbaciones en el comportamiento dinámico de un sistema alimentados por equipos de estas características, tales como:

- La óptima operación de las máquinas requiere de la igualdad de la velocidad mecánica del rotor y la velocidad del campo del estator.
- Que las fuerzas de sincronización que mantienen la igualdad entre estas velocidades, no se vean afectados por los factores externos al proceso, o al menos sus valores no fluctúen en elevados porcentajes.

Esto se ve claramente en un sistema formado por diversos equipos sincrónicos, ya que al ocurrir un decrecimiento instantáneo en la velocidad de giro de alguno de dichos equipos, esta pérdida se verá directamente vinculada a un aumento del valor del ángulo del par en caso de ser un generador y un decremento si fuera utilizada como motor, para este último al ser conectado una carga de considerable magnitud a su eje la desaceleración debe ser al menos momentánea, mientras se asume el menor valor posible de ángulo para suministrar la potencia exigida por lo tanto es perfectamente válido afirmar que durante ese periodo parte de la energía será aportada por la energía inercial acumulada en la masa rotatoria, sin embargo esto no es suficiente para recobrar la estabilidad, ya que los valores de ángulo se vuelven a ver modificados esta vez ante la necesidad de ajustar la potencia mecánica para sustituir los niveles de energía aportada por la masa giratoria, por ello un estudio de estos fenómenos implica además de la determinación del punto de operación estable un profundo análisis de las oscilaciones que ocurren alrededor de la nueva posición final de equilibrio.

### 3.2.2 Estabilidad en Sistemas de Potencia

La estabilidad como característica de un SEP es definida como la habilidad del sistema que le permite en primera instancia mantenerse en un estado de equilibrio operacional bajo condiciones normales de operación y bajo condiciones de contingencia recuperar un estado aceptable de equilibrio una vez superado la ocurrencia del disturbio. [5]

La estabilidad es por tanto un parámetro particular para cada sistema, como consecuencia de ello la inestabilidad se manifiesta de diversas formas ajustándose a la configuración del sistema, el modo de operación o a la naturaleza del disturbio. Por ejemplo, si se cuentan con un grupo de máquinas sincrónicas para suplir a la red de potencia eléctrica es vital que todas permanezcan en sincronismo o “en paso”, esta manifestación de la estabilidad depende de la dinámica existente entre los ángulos de rotor de las máquinas y su relación potencia ángulo.

Sin embargo, es posible que en sistemas que integren bajo si a máquinas sincrónicas alimentando motores de inducción de altos valores de potencia, se produzcan eventos de colapso de voltaje en los terminales de la carga como consecuencia del comportamiento dinámico de los requerimientos de corriente y voltaje por parte del motor de inducción, en este caso mantener el paso no es lo esencial sino estabilizar los niveles de voltaje en las barras del sistema.

La respuesta de los sistemas a estos disturbios varía de acuerdo a las características de los equipos conectados a la red eléctrica. Por ejemplo, un cortocircuito ocurrido en un elemento de alta importancia, y que se propague hasta el relé de protección causara variaciones en la transferencia de potencia, velocidad de giro de la máquina y por supuesto en el voltaje de la barra respectiva; actuará por

tanto los reguladores de voltaje del generador y del sistema de transmisión para estabilizar los niveles de voltaje; el desequilibrio de la velocidad originará cambios en la operación del gobernador de la máquina motriz y finalmente las fluctuaciones de potencia y frecuencia afectaran a las cargas conectadas de acuerdo a sus características individuales, sin embargo si este evento ocurriera en un sistema que cuente con protección individual y los disturbios son aislados y despejados antes de que se propaguen al resto de la red, se estaría en un escenario radicalmente diferente y por tanto las premisas de estudio serian otras, por ello resulta vital analizar profundamente estos aspectos que relacionan los parámetros mecánicos y eléctricos de los generadores sincrónicos.

#### **3.2.2.1 Estabilidad en Estado Estable**

Un sistema de potencia está en condición de operación de estado estable si todas las cantidades físicas que se miden (o se calculan) y que describe la condición de operación del sistema, se puede considerar constantes para propósitos de análisis. Cuando se está en una condición de estado estable, ocurre un cambio repentino o una secuencia de cambios en unos o más parámetros del sistema, o en una o más cantidades de operación, se dice que el sistema experimenta un disturbio de operación de estado estable. Los disturbios pueden ser grandes o pequeños de acuerdo con su origen. Las fallas en los sistemas de transmisión, los cambios repentinos de carga, las pérdidas de unidades generadoras y las maniobras en líneas son ejemplo de disturbios grandes. Un ejemplo de disturbio pequeño puede ser un cambio en la ganancia de un regulador automático de voltaje en el sistema de excitación de una gran unidad generadora. El sistema de potencia es estable en su régimen estacionario para una condición de operación específica, si después de un disturbio pequeño este regresa esencialmente a la condición de pre-falla sin la manipulación de variables por parte del operador, en contraparte a la ocurrencia de eventos mayores donde sin volver a su

estado inicial, este estado final corresponde con los mínimos requerimientos establecidos como aceptable.

### **3.2.2.2 Estabilidad Transitoria**

La estabilidad en estado transitorio se aplica a sistemas que están inhabilitados para soportar disturbios severos; y por lo tanto causan cambios bruscos y problemas con el suministro de potencia. La ocurrencia de falla o de una súbita salida de una línea de transmisión puede considerarse como un desbalance momentáneo severos, ocasionando alteraciones en la potencia de entrada y carga eléctrica en alguno de los generadores. En el aspecto transitorio, la característica a estudiar será el tiempo de duración de los efectos negativos del evento ocurrido.

Para estudios de estabilidad transitoria se desprecian eventos tales como, descargas atmosféricas y maniobras de interruptores, esto basado en el hecho de que los efectos causados por ellos son de muy corta duración y son apenas distinguidos por los equipos encargados del control de operación del sistema.

### **3.2.3 Parámetros de Estabilidad**

Son aquellas características que deben ser medidas a fin de poseer suficientes datos que permitan determinar las condiciones bajo las cuales se encuentra operando el sistema en lo referente a la estabilidad, estas variables han sido seleccionadas en función de que representan los valores cuya modificación es sinónimo de la ocurrencia de un evento anormal dentro de la red. Estas variables son:

- Ángulos de Rotores de Máquinas o Estabilidad de Angulo
- Magnitud de la Tensión en Barras o Estabilidad de Voltaje



### **3.2.3.1 Angulo**

#### **3.2.3.1.1 Estabilidad Angulo Rotor**

La estabilidad de ángulo de rotor, o estabilidad de ángulo está relacionada con la capacidad de las máquinas sincrónicas interconectadas de un sistema de potencia a mantener el sincronismo, es decir, igualdad de velocidad de giro y por tanto igualdad fasorial, bien sea en estado de operación normal o una vez despejado un disturbio ocurrido en algún punto del sistema. Este aspecto de la estabilidad está íntimamente relacionado a la variación del valor de torque o potencia de salida del generador sincrónico como consecuencia de la modificación de los parámetros de oscilación de su rotor.

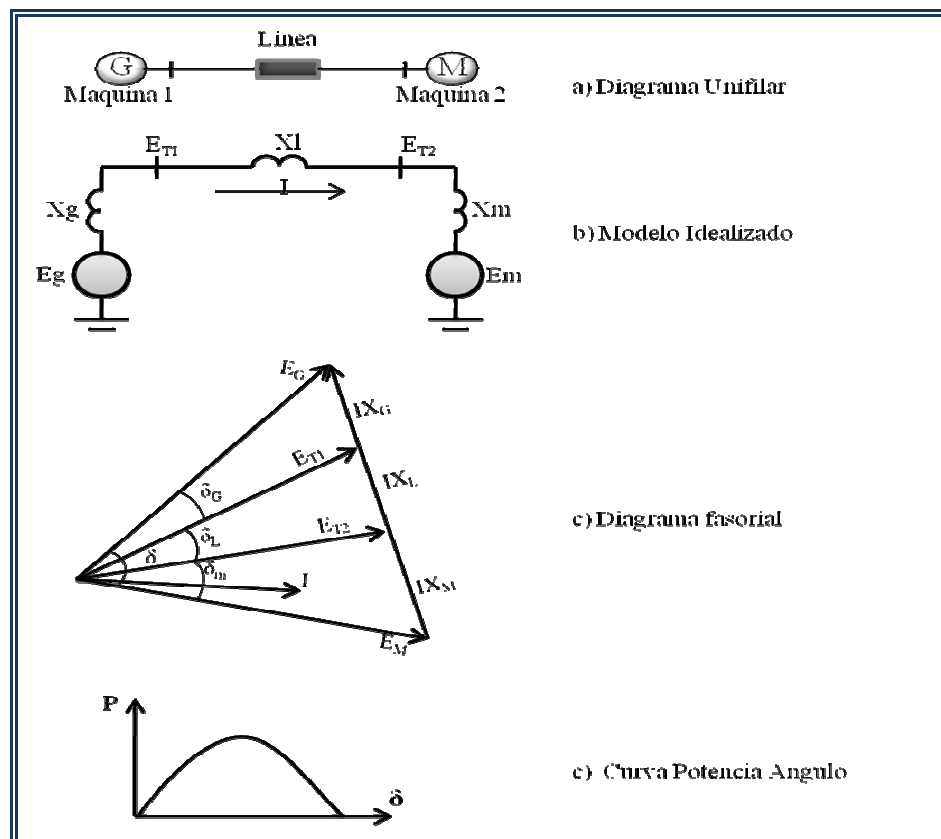
#### **3.2.3.1.2 Relación Potencia Ángulo**

Una característica a tener en cuenta en los análisis de sistemas de potencia es la correspondencia entre el intercambio de potencia y la posición angular de los rotores de las máquinas sincrónicas la cual es una relación no lineal, considerando la figura 3.1a. En esta se muestra dos máquinas sincrónicas unidas a través de una línea de transmisión de capacitancia y resistencia despreciables, la máquina No. 1 representara un generador sincrónico que alimentara a un motor sincrónico, el cual estará identificado como máquina No. 2.

De acuerdo a la figura 3.1a, la potencia transferida desde el generador hasta el motor es función de la posición angular de ambas máquinas ( $\delta$ ), la cual esta compuesta por el ángulo interno del generador  $\delta_g$  (ángulo con que el rotor adelanta al campo magnético rotativo del estator), la diferencia angular entre los terminales del generador y del motor  $\delta_l$  (ángulo con el cual el campo magnético del estator del

generador adelanta al campo magnético del estator del motor) y el ángulo interno del motor  $\delta_m$  (ángulo con que el rotor del motor atrasa al campo magnético giratorio del estator del motor).

La figura 3.1b muestra un módulo del sistema que puede ser usado para determinar la relación Potencia-Angulo. Un modelo simple que comprende un voltaje interno detrás de una reactancia efectiva es usado para representar cada máquina sincrónica. El valor de la reactancia depende del propósito de estudio, para análisis en condiciones de estado estable es apropiado usar la reactancia sincrónica con el voltaje interno igual al voltaje de excitación.



3.1 Características de Transferencia de Potencia en sistema de dos máquinas. [5]

Un diagrama fasorial identifica la relación entre los voltajes del generador y motor, como se muestra en la figura 3.1c. La potencia transferida del generador al motor viene dado por,

$$P = \frac{E_G E_M}{X_T} \sin \delta \quad [\text{Ec. 3.1}]$$

Donde:

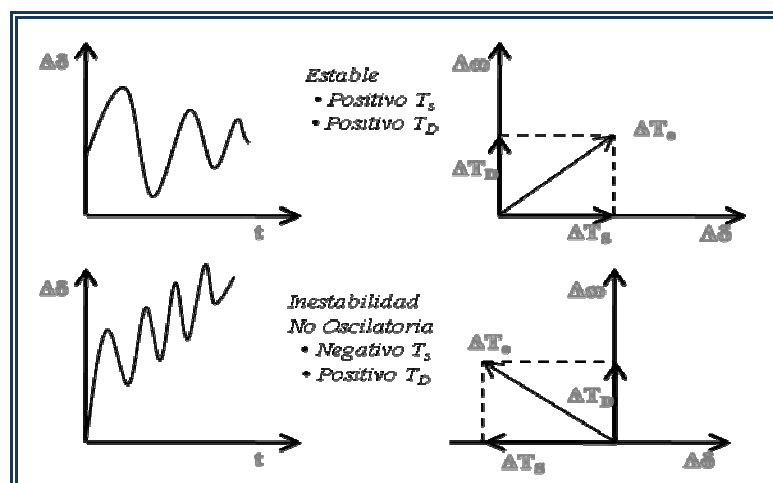
$$X_T = X_G + X_L + X_M \quad [\text{Ec. 3.2}]$$

Si se considera que la reactancia es constante además  $E_G$  y  $E_M$  permanecen inalterados, la potencia variará solo cuando el seno del ángulo  $\delta$  modifique su valor, al graficar la ecuación de ángulo se obtendrá la grafica  $P$  vs  $\delta$ , conocida como Curva Potencia-Angulo, tal como se representa en la figura 3.1d. Se puede lograr una mejor precisión de la curva, si para su estudio se representan los efectos de los reguladores de voltaje y gobernadores de las máquinas sincrónicas. Cuando el valor de  $\delta$  es cero ( $0^\circ$ ) no existe transferencia de potencia desde el generador hacia el motor, a medida que crece el ángulo se hace mayor el valor de la potencia transferida hasta llegar a su valor máximo, normalmente cuando  $\delta$  es igual a  $90^\circ$ , este es el valor máximo de potencia transferida en estado estacionario entre las dos máquinas, si la tendencia de crecimiento de la diferencia angular no se detuviera entonces se entraría nuevamente en una disminución de la potencia entregada por parte del generador.

En un sistema de más de dos máquinas, el desplazamiento angular de sus rotores afecta el valor de la potencia transferida en forma similar a la explicada anteriormente. Sin embargo, el valor límite de la potencia a transferir y la posición angular de los rotores dependen del balance total carga-generación, lo que una separación de  $90^\circ$  entre dos máquinas cualesquiera del sistema no posee un significado particular.

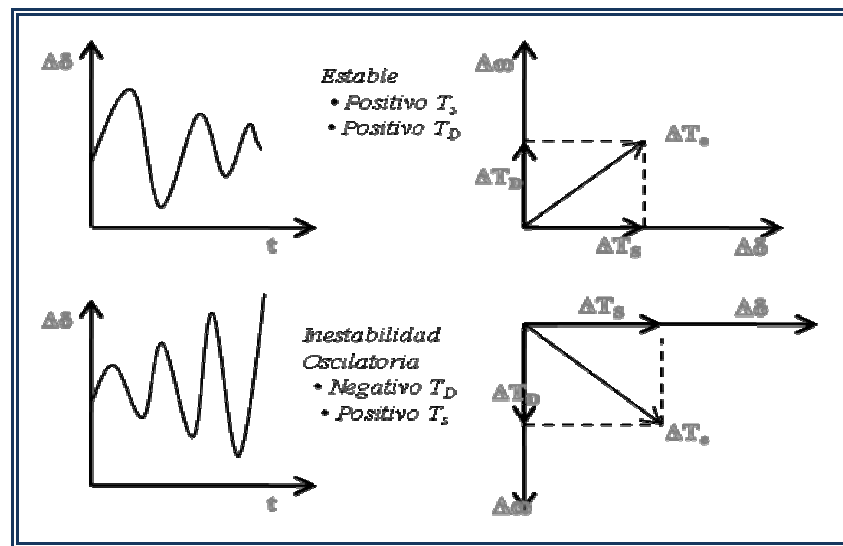
### 3.2.3.1.3 Estabilidad a Pequeñas Señales

Es la capacidad del SEP para mantener el sincronismo ante la presencia de pequeñas perturbaciones, este tipo de perturbaciones son las mas frecuentes en los sistemas de potencia y son originadas por los cambios en la relación carga-generación. El resultado de este tipo de inestabilidad se puede presentar en dos formas: incrementos estacionarios en el ángulo del rotor debido a la no existencia de suficiente torque sincronizante o incrementos en las amplitudes de las oscilaciones del rotor debido a la no existencia de suficiente torque amortiguamiento. La respuesta natural del sistema ante pequeñas perturbaciones depende de un gran número de factores entre los que se pueden mencionar se encuentran: las condiciones iniciales de operación, el tamaño del sistema de transmisión asociado, tipo de sistema de excitación y control de los generadores. Por ejemplo, un generador conectado radialmente a un gran sistema de potencia, en ausencia de reguladores automáticos de voltaje (tal es el caso de equipos con voltaje de campo constante) la inestabilidad es debido a la no existencia de suficiente torque sincronizante; esto desemboca en un modo de inestabilidad no oscilatoria mostrado en la figura 3.2



3.2 Respuesta natural de pequeña perturbación a voltaje de campo Constante.[5]

Con la acción contante de los reguladores de voltaje, el problema de la estabilidad para pequeñas señales es asegurar un amortiguamiento suficiente para las oscilaciones del sistema. La inestabilidad es representada por un crecimiento en la amplitud de las oscilaciones; la figura 3.3 muestra la forma natural del voltaje de respuesta con presencia en el sistema de reguladores automáticos de voltaje.



3.3 Respuesta natural de pequeña perturbación con control de excitación

En los sistemas de potencia actuales, la inestabilidad a pequeña señal es mayoritariamente ocasionada por la insuficiencia del amortiguamiento de las señales, por ello resulta de importancia destacar los siguientes tipos de oscilaciones:

- **Modo Local:** también se conoce como modo máquina, y son oscilaciones asociadas a las unidades generadoras con respecto al resto de sistema de potencia. El término local es usado ya que están localizadas en una estación de generación o en una pequeña parte del sistema.
- **Modo Interareas:** su nombre se debe a que está asociada a las oscilaciones ocurridas entre varias máquinas en una parte del sistema y otras máquinas que formen

parte del mismo. Estas son causadas por dos o más grupos de parejas cercanas de máquinas interconectadas a través de enlaces débiles.

- **Modo Control:** se refiere a las oscilaciones que se hacen presentes en los sistemas de control de las unidades generadoras. Deficiencia en la entonación de los sistemas de excitación, de gobernadores de velocidad, de los convertidores HDVC y los compensadores estáticos de potencia reactiva son las causas fundamentales de este tipo de oscilaciones.

- **Modo Torsional:** son las relacionadas con los componentes rotativos del sistema del eje turbina-generador. La inestabilidad de modo torsional puede ser causada por interacción con los controles de la excitación, del gobernador de velocidad, los controles de HVDC y los capacitores de compensación serie de las líneas.

### 3.2.3.2 Voltaje

#### 3.2.3.2.1 Estabilidad y Colapso de Voltaje

La habilidad de una red eléctrica para asegurar que, durante su operación normal y luego de despejados las fallas, se mantengan valores uniformes de voltaje en cada una de las barras que la conforman se conoce como estabilidad. Un sistema entra en desequilibrio de voltaje cuando una perturbación, incremento de carga o cambio en alguna condición implícita en su funcionamiento provoca una progresiva e incontrolable caída de los niveles de voltaje; el factor principal en la ocurrencia de este percance es la incapacidad del sistema de suplir la demanda de potencia de reactiva exigida por la carga conectada, motivado a la dispersión de la energía en la reactancia inductiva asociada a las redes de transmisión.

Un criterio de estabilidad de voltaje es que, a una condición de operación dada para cada barra del sistema, la magnitud del voltaje incrementa a medida que también crece la potencia reactiva inyectada en dicha barra y de forma análoga se considera criterio para la inestabilidad que al menos una de las barras no sea capaz de aumentar su voltaje aun cuando los reactivos se vean incrementados.

La caída progresiva del voltaje de una barra puede estar asociada a la pérdida de sincronismo. Por ejemplo, la pérdida gradual de sincronismo de las máquinas, en la cual el ángulo de rotor entre dos grupos de máquinas se aproxima o excede  $180^\circ$  podría resultar en un valor muy bajo de voltaje en los puntos intermedios de la red. Contrariamente una caída sostenida de voltaje esta asociada únicamente a la inestabilidad de voltaje si la diferencia angular entre rotores no se ha visto afectada.

La inestabilidad de voltaje es por tanto un fenómeno esencialmente de efectos locales aunque sus consecuencias son difusas de tipo widespread. El colapso de voltaje a efectos de análisis es mucho más complejo que la inestabilidad de voltaje ya que implica eventos de bajo perfil que alteran los niveles de voltaje en partes significantes dentro del sistema.

#### **3.2.3.2.2 Estabilidad de Voltaje ante Grandes Perturbaciones**

Representa la tendencia de la red a mantener voltajes invariables en su extensión, cuando se encuentra sometido a perturbaciones severas como fallas a tierra en el sistema, perdidas de grandes centros de generación o perdida súbita de carga. Esta habilidad se encuentra determinada por las características del sistema y de sus cargas, así como también la acción continua y discreta de los sistemas de control y protecciones. [6]

La evaluación de la estabilidad usualmente requiere el estudio de las características dinámicas del sistema de potencia sobre un periodo de tiempo suficiente para observar la interacción de dispositivos tales como el cambiador de tomas bajo carga del transformador (ULTC) y el limitador de corriente de campo del generador. El periodo de estudio puede extenderse de unos pocos segundos a varios minutos.

Un criterio para definir si un sistema posee o no estabilidad de voltaje para grandes perturbaciones es que ocurrido un disturbio con su consecuente acción del sistema de control, el nivel de voltaje en todas las barras del sistema alcanza un nuevo valor aceptable de voltaje en su nueva condición de estabilidad operativa.

#### **3.2.3.2.3 Estabilidad de Voltaje ante Pequeñas Perturbaciones**

Análogamente a lo descrito en el apartado anterior, se le conoce de esta forma a la habilidad que posee el sistema de mantener voltajes seguidos de pequeños disturbios, tales como el comportamiento dinámico de los valores de las cargas conectadas. Esta forma de estabilidad es determinada por las características de la carga, controles continuos y controles discretos en un instante de tiempo dado. Este concepto es usado para determinar, en cualquier instante, como responderá el voltaje ante cambios pequeños en el sistema. [6]

Los procesos que contribuyen a la inestabilidad de voltaje a pequeñas perturbaciones son esencialmente de naturaleza estable. Por lo tanto, el análisis estático puede ser usado efectivamente para determinar márgenes de estabilidad, identificar los factores que influyen la estabilidad y evaluar un amplio rango de condiciones del sistema y un gran número de escenarios post-contingencias.



### **3.2.4 Fundamentos de un Estudio de Estabilidad**

Un estudio de estabilidad está fundamentado en el aumento o disminución de carga en un sistema eléctrico de potencia existente o que se encuentren en planificación ya que el incremento de generación al igual que la incorporación de nuevas cargas originan condiciones que alteran los límites de estabilidad de una red en operación.

Previo a la ejecución del análisis de la estabilidad se deben ejecutar algunos estudios que permitan determinar ciertos parámetros bases para asegurar una posterior inferencia de los datos de forma confiable y exacta, estos estudios corresponden a Flujo de Carga y Niveles de Cortocircuito. El primero se pueden obtener valores de corriente, voltaje, potencia (activa y reactiva), y factor de potencia en los puntos que se consideren de interés para cumplir el objetivo fijado, ya que son los resultados de éste los que se emplean para el estudio en estado estable del sistema. El segundo se podrán evaluar los niveles de cortocircuitos en cada una de las barras consideradas de importancia del para el estudio y así determinar si en alguno de los escenarios propuestos dicho valor supera al establecido nominalmente por el fabricante, ya que de presentarse esta situación dicho escenario debe ser obviado para el estudio de estabilidad, porque sus condiciones de transitoriedad no cumplen los principios del estudio de estabilidad.

### **3.2.5 Utilidad de un Estudio de Estabilidad**

El propósito de un estudio de estabilidad es el de observar los fenómenos que ocasionan desbalances como los representados por pérdidas en la carga y/o generación, pérdida parcial del flujo de corriente por las líneas de transmisión, efectos ocasionados por diferentes tipos de contingencia en cualquier punto del sistema.[7]

Al momento de presentarse cualquiera de las perturbaciones anteriores en un sistema eléctrico de potencia ocurre una redistribución de la potencia eléctrica en la red, al ser modificadas las operaciones normales de operación; otro aspecto importante es el cambio que ocurre en la potencia mecánica de las turbinas a consecuencia de la variación de la potencia eléctrica, variando su par mecánico según sea la variación de su velocidad angular y la inercia propia del motor.

Si se presenta un fenómeno de inestabilidad por la ocurrencia de alguna contingencia, el hecho de despejar la falla en si no garantiza el restaurar la condición de estabilidad al sistema, debido a este tipo de perturbaciones el generador absorbe energía del sistema originando cambios en el sentido de flujo de potencia.

### **3.3 Descripción general de una Unidad Turbogeneradora**

#### **3.3.1 Descripción funcional**

Cuando se da la señal de arranque, se acciona el embrague y el sistema de rotación lenta (Sistema de viraje) rompe la inercia del rotor compresor-turbina, simultáneamente el subsistema de arranque (motor diesel) comienza a impulsar la turbina. En este momento el aire de la atmósfera es succionado a través del conjunto de admisión de aire y comprimido en el compresor de flujo axial. Al alcanzar el 20% de la velocidad nominal, se acciona la válvula de combustible y por medio de los inyectores se introduce éste a cada una de las 10 cámaras de combustión donde es mezclado con el aire de atomización. La mezcla aire/combustible es encendida por un par de bujías ubicadas en las cámaras de combustión 1 y 2. La llama de éstas cámaras pasa hacia el resto de las cámaras a través de los tubo cruza llama, encendiendo así todas las cámaras. Los gases calientes provenientes de las cámaras de combustión se expanden hacia las piezas de transición y fluyen luego hacia la sección de las etapas

de la turbina. Cada etapa de la turbina consta de una fila de toberas fijas, seguidas de una fila de alabes rotatorios. En cada fila de toberas, la energía cinética es aumentada al mismo tiempo que se presenta una caída de presión y en cada una de las filas siguientes de los alabes móviles, una parte de la energía cinética es absorbida como trabajo útil sobre el rotor de turbina. Después de pasar a través de las etapas de los alabes, los gases se dirigen hacia el difusor de escape y de allí a la atmósfera.

El conjunto de la Unidad Turbogeneradora se encuentra alojada dentro de paredes protectoras contra intemperie y aislantes de ruido. Estas paredes separan a la unidad en compartimientos estratégicos para efectos de supervisión y mantenimiento. Componentes externos de la turbina.

Las unidades turbogeneradoras pueden dividirse en módulos, secciones o compartimientos. Los cuales se describen a continuación:

#### **3.3.1.1 Sección de admisión de aire**

Es un ducto conformado por varias etapas de filtrado, cuyo caudal de aire es entregado a la entrada del compresor de flujo axial para iniciar y mantener el proceso de combustión. Los elementos que conforman la sección de admisión de aire son:

- Filtro de partículas gruesas.
- Filtro de partículas finas.
- Silenciadores.
- Conductos de admisión.
- Dispositivos de control.

### **3.3.1.2 Compartimiento de control**

En este compartimiento se encuentra el sistema de control de turbina Speedtronic Mark V, el sistema de control del generador, Centro de control de motores (CCM), cargador de baterías, entre otros.

### **3.3.1.3 Compartimiento de accesorios**

Este compartimiento está localizado entre el compartimiento de control y el de turbina. Allí se encuentran los medios de arranque, panel de manómetros, caja de engranajes de accesorios, bombas auxiliares y de emergencia, válvulas de control, dispositivos del sistema de combustible y aire de atomización

### **3.3.1.4 Compartimiento de turbina**

En este compartimiento están ubicadas las secciones de compresor axial, cámaras de combustión, las válvulas de alivio del compresor axial y la sección de turbina. En este compartimiento es donde se producen las temperaturas más altas de la unidad turbogeneradora.

### **3.3.1.5 Sección de gases de escape**

Es la parte de la unidad donde los gases, después de haber pasado a través de los rodets de turbina, son dirigidos a lo largo de un difusor hacia la chimenea de descarga, pasando por los silenciadores que atenúan el ruido antes de salir a la atmósfera. En esta sección se encuentran las termocuplas de gases de escape, utilizadas para medir las temperaturas de los gases y la uniformidad de la combustión en las cámaras.

### **3.3.1.6 Compartimiento de acople de carga**

En esta sección se tiene acceso al acople de carga que une a la turbina con la caja de engranajes reductores de velocidad que a su vez se acopla al rotor del generador.

### **3.3.1.7 Skid (patín) de combustible.**

Este módulo se encuentra ubicado a un lado de la unidad turbogeneradora. Su función es filtrar el combustible a baja presión mediante los filtros Strainer a la entrada del patín y los filtros duplex a la salida del patín, para luego ser enviado al sistema de combustible de alta presión, donde es filtrado nuevamente antes de ser enviado a las cámaras de combustión.

## **3.3.2 Subsistemas que conforman las unidades turbogeneradoras**

Se denomina subsistema a un grupo de dispositivos mecánicos, eléctricos y electrónicos que operan en conjunto para cumplir con una función específica de los cuales depende el sistema principal.

A continuación se describen los subsistemas de las unidades turbogeneradoras.

### **3.3.2.1 Operacional**

Se denomina subsistema operacional al conjunto de piezas y elementos del sistema que realizan la operación principal de producción de energía cinética para su posterior conversión en energía eléctrica, es decir, la turbina en si. Los procesos que

encierra el subsistema operacional son la admisión de aire, compresión de aire, combustión y escape de los gases. Aquellos componentes cuya función esté ligada directamente a cualquiera de estos procesos son parte de este subsistema.

### **3.3.2.2 Aceite de lubricación**

Es utilizado para la lubricación de los cojinetes, los engranajes y los acoples auxiliares. Además, se utiliza para suministrar aceite a los subsistemas de arranque, hidráulico y de control. Posee una bomba accionada mecánicamente por la caja de engranajes de accesorios.

La bomba principal mantiene la presión una vez que la turbina ha alcanzado una velocidad autosustentable, momento en que la bomba auxiliar (accionada eléctricamente) es desconectada automáticamente por el control de la turbina. También posee una bomba de emergencia que funciona en casos de arranque o parada en donde falle la bomba auxiliar. Posee doble filtro de aceite y un intercambiador que permite realizar cambios cuando sean necesarios mientras la turbina esta en operación, siguiendo un conjunto de pasos recomendados por el fabricante de la turbina.

Los elementos que conforman este subsistema son:

- Tanque de almacenamiento de aceite
- Bomba principal
- Bomba auxiliar y de emergencia
- Intercambiador de calor
- Filtros
- Elementos de medición y control

### 3.3.2.3 Aceite hidráulico

Provee aceite a presiones entre 1200 PSI y 1500 PSI y es requerido para operar los dispositivos del subsistema de aceite de disparo hidráulico, de control de combustible, de operación de alabes guías y en los medios de arranque para acoplar la caja de engranajes de accesorio al motor diesel de arranque. Su elemento principal es una bomba reciprocante acoplada a la caja de accesorio que es accionada mecánicamente por la caja de engranajes de accesorios. La bomba auxiliar hidráulica mantiene la presión hasta el momento en que la turbina genera una velocidad autosustentable y la bomba principal consigue igualar la presión de la bomba auxiliar. Este proceso es gobernado por una serie de válvulas que juntas conforman el múltiple hidráulico, y tienen como función no permitir alteraciones de presión en el flujo de aceite, además de restringir el paso del aceite hacia la bomba opuesta. Posee doble filtro hidráulico que mejora la calidad del aceite de lubricación ya filtrado. Estos filtros pueden ser cambiados mientras la turbina esta en operación cada vez que sea requerido.

Los elementos que conforman este subsistema son:

- Bomba principal
- Bomba auxiliar
- Múltiple hidráulico
- Filtros
- Acumulador hidráulico
- Dispositivos de medición y control

#### **3.3.2.4 Aceite de control o de disparo hidráulico**

Es usado para el control del accionamiento de las válvulas que cierran el paso de combustible en caso de una falla en la unidad turbogeneradora. Este subsistema está conectado a los principales puntos de protección de la turbina, como son el perno de sobrevelocidad y los sensores de velocidad del eje de la turbina, ambos activan válvulas mecánicas y eléctricas respectivamente que descargan el aceite presurizado en las tuberías censadas por dispositivos de control que envían señales tanto a la válvula de combustible como al subsistema de control que efectuarán la parada de la turbina en caso de ser necesario.

Los elementos que conforman este subsistema son:

- Válvulas solenoide 20FG y 20FL
- Válvula de disparo por sobrevelocidad
- Orificios de admisión
- Elementos de medición y control

#### **3.3.2.5 Agua de enfriamiento**

Es un subsistema cerrado y presurizado a 70 PSI, diseñado para satisfacer los requisitos de disipación de calor del aceite en los subsistemas de lubricación y aire de atomización y los soportes traseros de la carcasa de la turbina. Su elemento principal son los módulos de refrigeración que por efecto del aire impulsado por 6 motores eléctricos de doble hélice generan una transferencia de temperatura entre el aire y el líquido refrigerante a través del banco de tubos (radiador)

Los elementos que conforman este subsistema son:

- Tanque de almacenamiento de agua.



- Radiadores de enfriamiento
- Ventiladores de enfriamiento
- Bomba de agua
- Válvula de regulación
- Elementos de medición y control

### **3.3.2.6 Arranque**

Este subsistema se utiliza para iniciar el giro de la unidad turbogeneradora durante la secuencia de arranque, llevarla a la velocidad de encendido y continuar impulsándola hasta que la velocidad de la turbina supere la velocidad del dispositivo de arranque.

Los elementos que conforman este subsistema son:

- Dispositivo de arranque
- Convertidor de torque
- Embrague
- Transformador de potencia
- Contactador de arranque
- Elementos de medición y control

### **3.3.2.7 Aire de enfriamiento y sello**

Este subsistema es utilizado durante el arranque y operación de la unidad, donde se extrae aire de varias etapas del compresor axial para:

- Enfriar las piezas de la turbina
- Suministrar aire de sello a los cojinetes de la turbina
- Suministrar aire de control para las válvulas de operación con el aire
- Suministrar aire al subsistema de aire de atomización

Además existen dos motores ventiladores de enfriamiento de carcasa de turbina (TK-1 y TK-2)

Los elementos que conforman este subsistema son:

- Filtro poroso de aire
- Electro válvula 20CB
- Motor ventilador TK-1 y TK-2
- Válvulas de alivio
- Elementos de medición y control

### **3.3.2.8 Ventilación y Calefacción**

Este subsistema es utilizado para mantener una temperatura adecuada en el compartimiento del generador, en el disyuntor y compartimiento de barra de potencia de las unidades evitando así la presencia de humedad en el mismo durante los periodos de parada de la turbina. Así como una temperatura adecuada dentro de los compartimientos de accesorio, turbina y acople de carga, mediante la extracción de aire que circula dentro de éstos contribuyendo con la transferencia de calor.

Los elementos que conforman este subsistema son:

- Resistencias de calefacción
- Interruptor de alimentación

- Elementos de control y señalización
- Motor eléctrico 88VT
- Motor eléctrico 88VG
- Motores sopladores acoplados a las resistencias

### **3.3.2.9 Combustible Diesel.**

En la turbina de gas se debe procurar siempre una buena combustión y, por lo tanto, una buena pulverización del combustible, con caudales de combustible muy variables. Para ello se utiliza un dispositivo llamado pulverizador de reflujo. Generalmente, el caudal que llega al inyector es constante y las variaciones de caudal de combustible inyectado se efectúan variando el caudal de reflujo mediante una válvula intercalada en el conducto de retorno al depósito.

Los elementos que conforman este subsistema son:

- Filtros de baja y alta presión de combustible
- Bomba principal de combustible
- Conjunto de válvulas de control y parada
- Servoválvulas
- Válvula Check
- Válvula solenoide 20FL de cierre
- Elementos de medición y control

### **3.3.2.10 Contra Incendio CO<sub>2</sub>**

El subsistema de protección contra incendio de dióxido de carbono, está diseñado de forma tal que pueda extinguir cualquier conato de incendio por reducción del oxígeno contenido en el aire, basado en el principio que una concentración al 15%

de oxígeno es insuficiente para que se produzca una combustión. Dicho subsistema está provisto de una descarga inicial y otra extendida para mantener una concentración extintora del dióxido de carbono dentro de los compartimientos. El dióxido de carbono se descargará en el compartimiento en donde existe el conato de incendio por activación de detectores de fuego. Para lo cual es preciso mantener las compuertas de los compartimientos cerradas durante la operación de la turbina. Cada compuerta posee una ventanilla para la entrada de aire la cual es cerrada por acción de pestillos activados una vez que el subsistema sea activado.

Los elementos que conforman este subsistema son:

- Cilindros o bombonas de dióxido de carbono
- Válvulas solenoides piloto
- Cilindros pilotos
- Toberas de descarga
- Detectores de incendio
- Sistema de enfriamiento
- Tanque de almacenaje
- Tuberías

### **3.3.2.11 Sistema de Control de Excitación**

El sistema de control de excitación, es un sistema realimentado de control que provee a la unidad de corriente de campo en su devanado de campo para inducir tensión entre los terminales de salida del generador. Además cumple funciones de regulación de voltaje y por ende de monitoreo del desempeño de la máquina.

El sistema de excitación resulta de alto interés para un estudio de confiabilidad ya que la rapidez en su respuesta ante las variaciones de condiciones operativas

condiciona de manera fundamental la capacidad de un sistema para mantener el paso entre sus elementos.

### **3.4 Sistema de Control de Excitación**

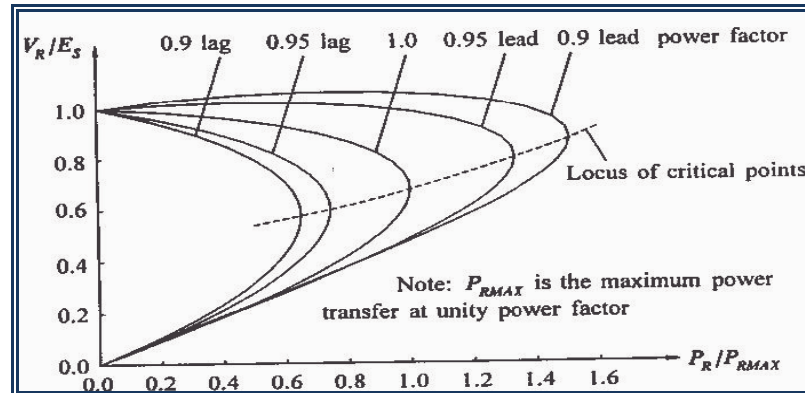
El sistema de excitación de una unidad generadora provee control del voltaje y del flujo de potencia reactiva contribuyendo de esta manera al mantenimiento de la estabilidad del sistema. Y en su tercera faceta como elemento de protección asegura la permanencia del punto de operación del equipo dentro de los límites de capacidad de la máquina sincrónica. [8]

#### **3.4.1 Requerimientos del Sistema de Excitación**

Los requerimientos para el correcto funcionamiento del sistema de excitación están determinados por dos aspectos, en primer lugar por el generador empleado y en segundo lugar por el sistema de potencia al cual vaya a estar asociado.

##### **3.4.1.1 Consideraciones del Generador**

El requerimiento básico desde el punto de vista del generador, es que se suministre y ajuste automáticamente la corriente de campo del generador para mantener el voltaje resultante en los bornes de la máquina dentro de la capacidad continua del generador, esto de acuerdo con las curvas  $V$  que pueden ser visualizadas en la figura 3.4.



### 3.4 Familia de Curvas V de la Máquina Síncronica

Además el sistema de excitación debe ser capaz de responder a perturbaciones transitorias, forzando el campo de acuerdo con las capacidades instantáneas y de corto plazo del generador. Las capacidades del generador en este sentido son tanto limitadas por los siguientes factores: fallas de aislamiento en el rotor por un exceso de voltaje inyectado, recalentamiento en rotor como consecuencia de altas corrientes de campo, calentamiento del estator debido a altas corrientes de carga que circulan por él y calentamiento por exceso de flujo (V/Hz).

Los límites térmicos tienen características que dependen del tiempo y la capacidad de sobrecarga de corto plazo de los generadores puede extenderse de 15 a 60 segundos. Para asegurar la mejor utilización del sistema de excitación, este debe ser capaz de cubrir las necesidades del sistema tomando ventaja de las capacidades de corto plazo del generador sin exceder sus límites.

#### 3.4.1.2 Consideraciones del Sistema de Potencia Asociado.

Desde el punto de vista del sistema de potencia, la excitatriz debería contribuir con el control efectivo del voltaje y mejorar la estabilidad del sistema, también debe

de responder rápidamente a perturbaciones para mejorar la estabilidad transitoria, y de modular la magnitud del campo para optimizar la estabilidad de pequeña señal.

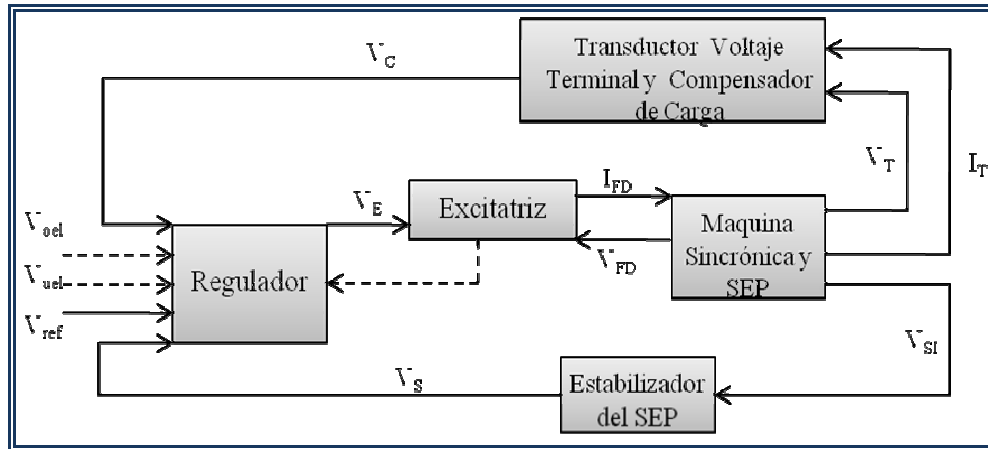
Para cumplir satisfactoriamente con las premisas expresadas, el sistema de excitación debe estar en capacidad de lograr los siguientes requerimientos:

- Satisfacer a los criterios de respuestas previamente definidos
- Proveer funciones limitadoras y protectoras con la finalidad de prevenir algún daño a sí mismo, al generador y a otros equipos.
- Asegurar la mayor flexibilidad operación posible
- Satisfacer las exigencias de confiabilidad y disponibilidad incorporando el nivel de redundancia necesario para la detección de fallas internas y capacidad del aislamiento

### **3.4.2 Elementos del Sistema de Control de Excitación**

El sistema de control de la excitación está compuesto por diversos subsistemas, entre ellos se pueden mencionar el transductor de voltaje terminal, el compensador de carga, equipos de monitoreo, una excitatriz y en algunos casos un estabilizador de potencia.

En la figura 3.5 se encuentra ilustrado el diagrama de bloques funcional de un sistema de control de excitación para un turbogenerador.



**3.5 Diagrama de bloques funcional del sistema de control de excitación de una máquina síncrona[9]**

Donde se tiene que:

$V_{ref}$ = Voltaje de referencia del regulador de voltaje

$V_r$ = Salida del regulador

$E_{fd}$ = Voltaje de salida de la excitatriz (voltaje de campo del generador)

$I_{fd}$ = Corriente de salida de la excitatriz (corriente de campo del generador)

$V_t, I_t$ = Voltaje y corriente en los terminales del generador

$V_s$ = Señal de salida del estabilizador

$V_{si}$ = Parámetros de entrada al estabilizador (Velocidad, frecuencia, potencia)

$V_c$ = Voltaje terminal del transductor

$V_{oel}, V_{uel}$ = Salidas de limitadores de sobreexcitación y subexcitación

Se identifican a continuación las funciones que cumplen cada uno de los bloques presentes en la figura 3.5:

**Excitatriz:** Proporcionar la energía continua al devanado de campo de la máquina síncrona



**Regulador:** es el elemento que se encarga de procesar y amplificar las señales de entrada a condiciones adecuadas para la actuación del sistema de control de la excitatriz. Esto incluye funciones de estabilización de los subsistemas de regulación y excitación.

**Transductor de voltaje terminal y compensador de carga:** cumple la función de recibir la señal de voltaje de los terminales del generador para su posterior rectificación y filtrado para convertirla en una señal DC y compararla con respecto al voltaje referencia que representa al voltaje terminal deseado. Adicionalmente provee de compensación de carga cuando es requerido conservar el valor de voltaje constante en un punto eléctricamente remoto de los terminales del generador.

**Estabilizador del sistema de potencia:** Generar una señal de entrada adicional para disminuir el impacto de las oscilaciones en el sistema de potencia. Usualmente las señales de entrada empleadas corresponden a la desviación de velocidad del rotor, la aceleración de la potencia y la desviación de la frecuencia.

**Circuitos limitadores y de protección:** Su función principal es la de asegurar que los límites de capacidad de la excitatriz y del generador no sean excedidos. Para ello limita los niveles de corriente de campo y de voltaje terminal, regula la relación voltaje/frecuencia y establece valores máximos de excitación permisible.

### 3.4.3 Tipos de Sistema de Excitación

La base para la clasificación de los sistemas de excitación es la fuente de energía empleada para inducir el campo en la máquina sincrónica. De acuerdo a esto existen tres grupos:

**Sistemas de Excitación DC:** Utilizan corriente directa del generador con un conmutador como la fuente de energía del sistema de excitación

**Sistemas de Excitación AC:** Emplean un alternador y un rectificador estacionarios o rotativos para proveerse de la corriente directa necesaria.

**Sistema de Excitación ST:** La energía requerida por la excitatriz es suplida a través de transformadores o devanados auxiliares del generador y rectificadores.

#### **3.4.3.1 Sistemas de excitación DC**

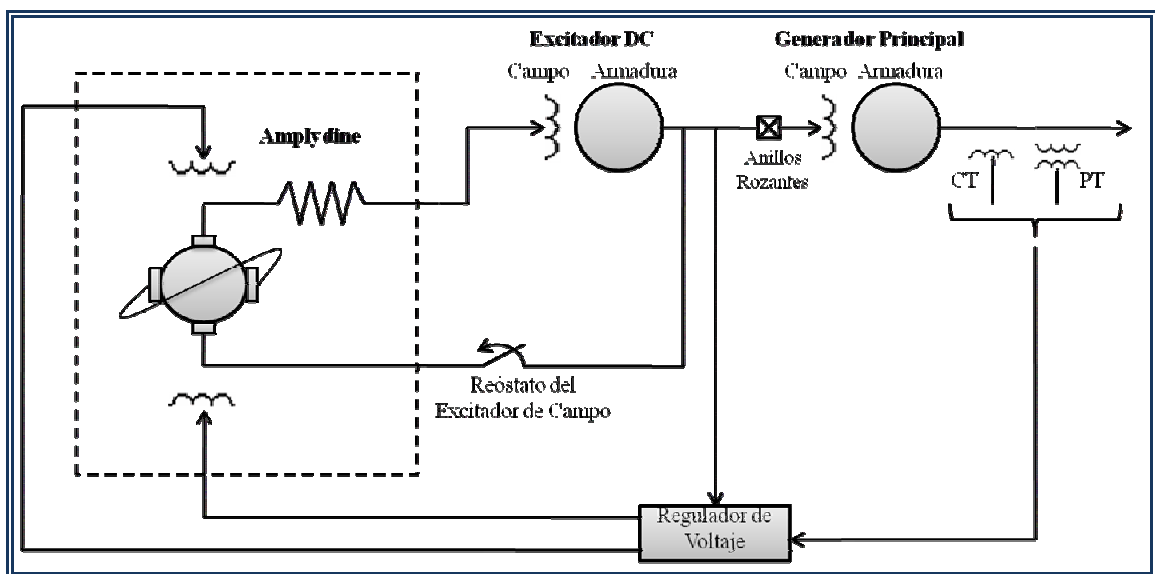
Los sistemas que conforman esta categoría utilizan generadores de corriente continua como fuente de energía para proporcionar la corriente al rotor de la máquina sincrónica a través de anillos rozantes. La excitatriz esta accionada por un motor o bien puede estar acoplada al eje del generador. Puede ser de tipo autoexcitada o de excitación separada. Cuando es de excitación separada, el campo de la excitatriz proviene de un equipo externo generalmente una fuente piloto que comprende un generador de imán permanente.[5]

Los reguladores de voltaje que pueden utilizarse en estos sistemas son muy diversos ya que van desde sistemas basados en reóstatos hasta equipos de última generación que emplean múltiples etapas de amplificadores magnéticos y amplificadores rotativos.

Sin embargo este tipo de sistema posee en la actualidad una tendencia hacia su desaparición y sustitución por sistemas de otro tipo, esto como consecuencia del desgaste que se produce en sus partes móviles, lo cual redundando en gastos de

mantenimiento y parada de producción para su reacondicionamiento y puesta en marcha.

En la siguiente figura se encuentra ilustrado un esquema simplificado de un sistema de excitación DC con un regulador de voltaje controlado por un modulo amplydine.



**3.6 Sistema de Excitación DC con regulador Amplydine**

### 3.4.3.2 Sistema de Excitación AC

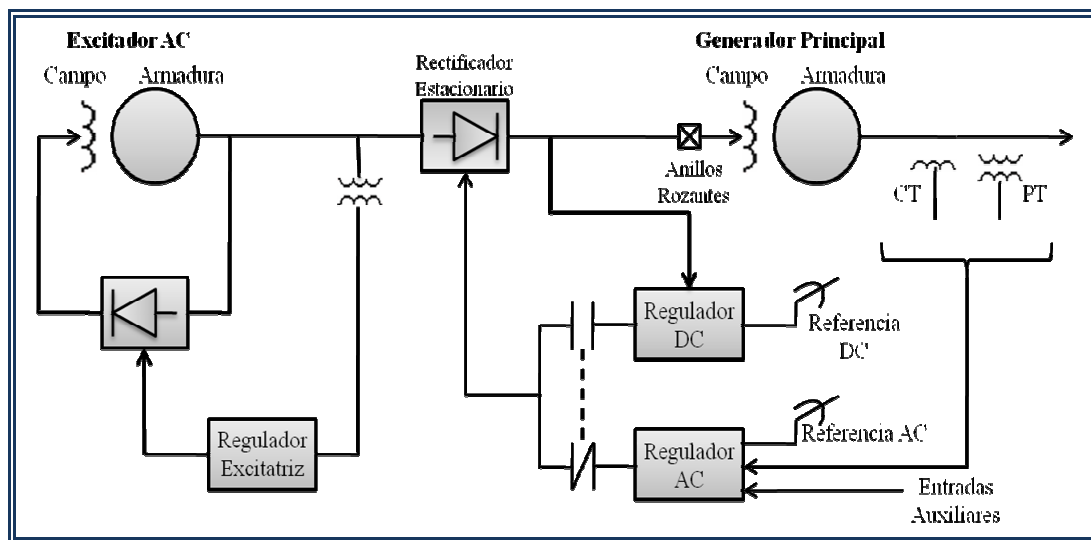
Los sistemas de excitación de este tipo se valen de alternadores para suministrar energía al equipo. Usualmente está ubicado sobre el eje mismo de la turbina del generador, posee una salida AC que es rectificadora por rectificadores ya sean controlados o no controlados que crean la corriente directa requerida por el campo del generador para su operación. Estos equipos rectificadores pueden ser de tipo estáticos o de tipo rotativo.

Es decir que este tipo de excitación abarca diversos modelos dependiendo del arreglo de los rectificadores, de la forma de control de la salida de la excitatriz y de la fuente empleada para la excitatriz.

### 3.4.3.2.1 Sistema de Rectificadores Estacionarios

Para esta configuración, la salida DC alimenta al devanado de campo del generador mediante anillos rozantes.

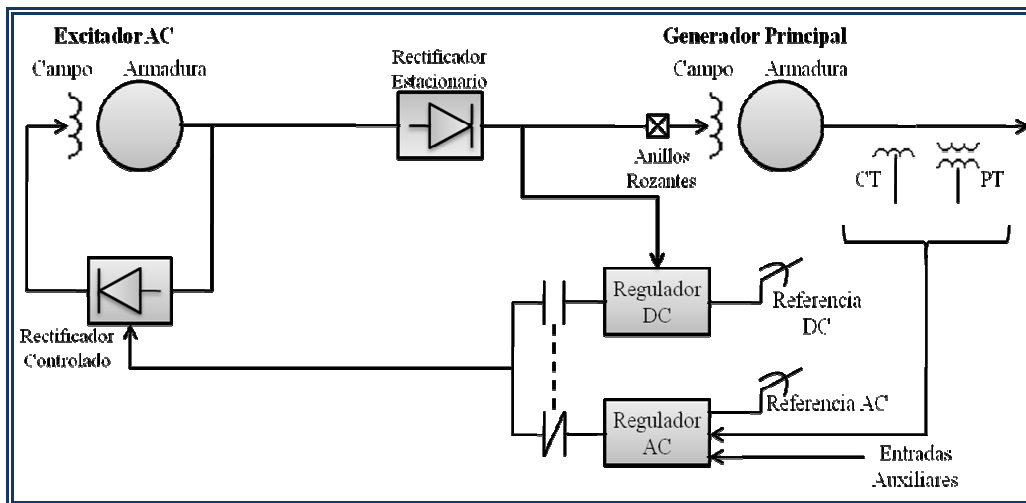
Si se utilizan rectificadores no controlados, el regulador debe controlar el campo de la excitatriz AC, el cual a su vez controla el voltaje de salida de la excitatriz. Esto se ve en la figura 3.7, la cual representa un esquema de un sistema de excitación controlado por el campo del alternador.



3.7 Sistema de Excitación de Campo Controlado.[5]

Si el sistema de excitación emplea rectificadores controlados (tiristores), el regulador controla directamente el voltaje DC de salida de la excitatriz. El regulador

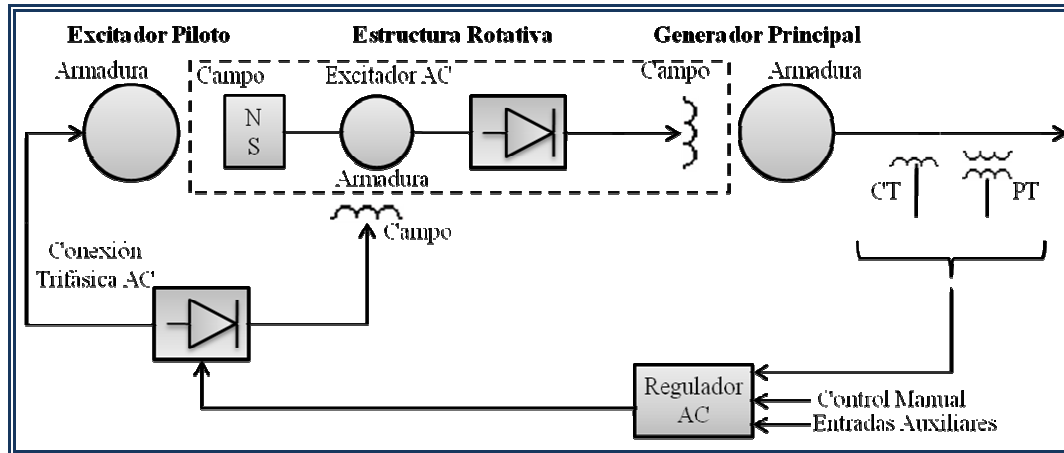
de voltaje controla el disparo de los tiristores. La excitatriz-alternador es de tipo autoexcitado y utiliza un regulador estático de voltaje independiente para mantener su voltaje de salida. Como los tiristores manejan directamente la salida de la excitatriz, este sistema intrínsecamente proporciona una alta respuesta inicial.



**3.8 Sistema De Excitación Alimentado mediante Rectificación Controlada.[5]**

### 3.4.3.2.2 Sistema de Rectificadores Rotativos

Los sistemas de rectificadores rotativos eliminan la necesidad de anillos deslizantes y escobillas, y la salida DC alimenta directamente el campo del generador principal. En general la armadura de la excitatriz AC y los diodos rectificadores rotan con el campo del generador principal, y estos a su vez son la fuerza cinética de una pequeña fuente de excitación piloto, que consta de una estructura giratoria y un imán permanente. Su salida rectificada alimenta al campo estacionario de la excitatriz AC, y finalmente el regulador de voltaje ejerce de control sobre dicho campo que es el director del campo del generador principal. Se muestra en la siguiente figura un diagrama unifilar de un típico sistema de excitación sin escobillas.



**3.9 Sistema de Excitación sin Escobillas[5]**

El sistema antes mostrado es conocido como un sistema sin escobillas, su concepción fue la respuesta a la necesidad de encontrar una solución para evitar los inconvenientes a uso de elementos rozantes y su consecuente deterioro al verse sometidos a grandes corrientes necesarias en la alimentación de grandes generadores.

Para la obtención de un alto nivel de respuesta por parte de los sistema sin escobillas es logrando realizando un diseño especial de la excitatriz AC para forzar a a operar a voltajes elevadísimos al devanado de campo de su contraparte estática, sin embargo este tipo de excitación por su forma constructiva no permite la realización de mediciones directas de la corriente o del voltaje de campo en el generador, por lo que el control manual del voltaje es hecho a través de una entrada DC ajustable que se encuentra fijada directamente al arreglo de tiristores.

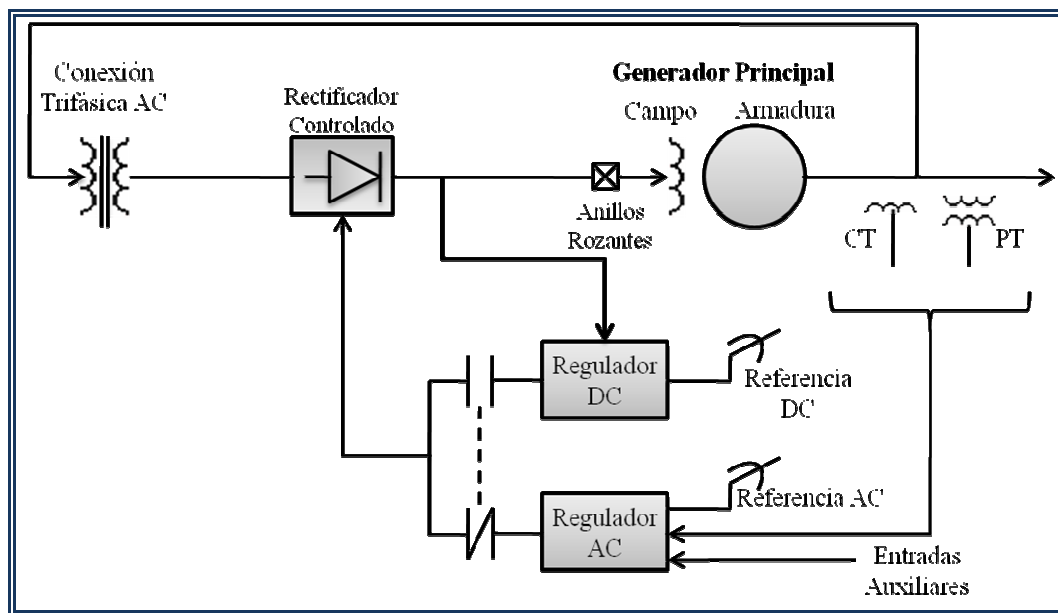
### 3.4.3.3 Sistema de Excitación Estáticos

Este nombre se debe a que entres sus elementos ninguno posee capacidades dinámicas, ya que no necesitan estar acopladas a los ejes del turbina. Las corrientes rectificadas por diodos rectificadores de estado sólido son llevadas directamente al

devanado de campo del generador mediante los anillos deslizantes. A continuación se mencionan las características de algunos de los modelos de sistemas estáticos más usados.

### 3.4.3.3.1 Sistema de Rectificador Controlado y Fuente de Tensión

Para este arreglo, la potencia de excitación se obtiene a través de un transformador colocado en los terminales del generador o en una barra auxiliar del sistema y se encuentra regulada por un rectificador controlado, como se muestra en la figura 3.10.



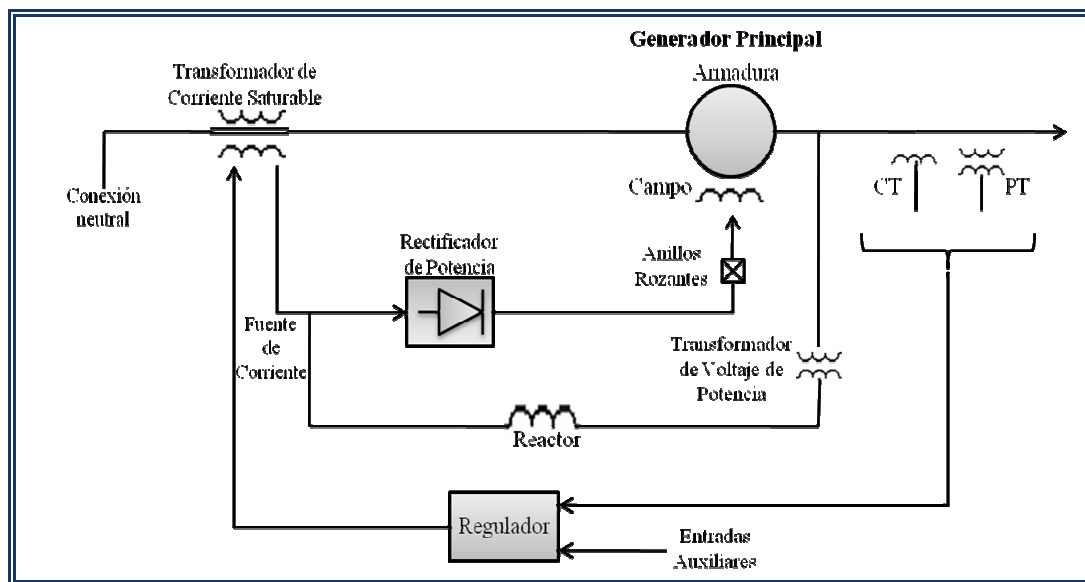
**3.10 Sistema de Excitación con Rectificador Controlado y Fuente de Tensión[5]**

Los sistemas de este tipo poseen como característica una constante de tiempo propia bastante pequeña, lo cual asegura que el valor de salida de la excitación es

máximo aunque sigue siendo altamente dependiente del voltaje AC de entrada. Este modelo asegura un muy fácil mantenimiento.

### 3.4.3.3.2 Sistema de Rectificador con Fuente Compuesta

Para este tipo de sistemas la potencia proviene tanto de la corriente como del voltaje del generador principal. Esto se logra a través de la utilización de un transformador de potencial y un transformador de corriente saturable tal como lo ilustra la figura 3.11, también puede realizarse un arreglo donde las fuentes de tensión y corriente se combinen en un solo transformador de excitación denominado transformador de potencial y corriente saturable o SCPT.



3.11 Sistema de Rectificador con Fuente Compuesta[5]

Mediante el regulador se controla la salida de excitación empleando una saturación controlada del transformador de excitación. Cuando no se encuentra ninguna carga alimentada por el generador, su corriente de armadura es igual cero y toda la potencia requerida para la excitación es suministrada por la fuente de voltaje. Cuando se trabaja en régimen de carga parte de la potencia de excitación se obtiene



de la corriente del generador. Por último en condiciones de falla donde los voltajes en los terminales del generador son muy bajos, se habilita la excitatriz a través de la circulación de corriente para forzar el campo y regular la tensión en los terminales.

#### **3.4.3.3 Sistema de Excitación Rectificador Compuesto Controlado**

Este sistema utiliza rectificadores controlados en la salida de la excitatriz y la composición de fuentes derivadas de voltaje y corriente dentro del estator del generador para proporcionar la potencia de excitación, ofreciendo por tanto una alta respuesta ante fallas inesperadas. Para su funcionamiento obtiene el voltaje de una serie de devanados trifásicos colocados sobre tres ranuras del estator del generador y un reactor lineal colocado en serie. La fuente de corriente consta de varios transformadores de corriente colocados en el neutro del devanado de la armadura del generador. Estas fuentes se combinan mediante la acción del transformador de la excitatriz que alimenta a una salida AC que posteriormente es rectificada por semiconductores de potencia. El control corresponde a una combinación de diodos y tiristores que se conectan en forma de puente en paralelo sobre el sistema y un regulador estático AC que controla los circuitos de disparo de los tiristores y así regular la excitación hacia el campo del generador.

#### **3.4.3.4 Circuito Campo Centelleante para Excitatrices Estáticas**

Para este caso la fuente de potencia del sistema de excitación es el mismo generador, es por tanto autoexcitado. El generador no puede producir ningún voltaje hasta que exista cierta corriente de campo, por lo tanto es necesario tener otra fuente de potencia por algunos segundos para proporcionar corriente de campo inicialmente y así energizar el generador. Este procedimiento para inicializar el flujo del campo

del generador se denomina campo centelleante, la fuente generalmente usada para los campos centelleantes es una batería estacionaria.

## **CAPITULO 4:**

### **MARCO METODOLÓGICO**

#### **4.1 Tipo de Investigación**

El proyecto se encuentra enmarcado en una investigación de nivel descriptivo la cual se define como aquella investigación que consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento y obteniendo como resultados conocimientos que se ubican el nivel intermedio en cuanto a profundidad se refiere. Y desde el punto de vista de diseño será de tipo experimental de campo, por tanto los datos recolectados provienen directamente de los sujetos investigados y son sometidos a diversas condiciones, a fin de demostrar que los cambios en las variables seleccionadas como dependientes fueron a causa de la variable independiente.[11]

#### **4.2 Aspectos de Temporalidad**

El desarrollo del proyecto tuvo una duración estimada de 24 semanas para su culminación, correspondiendo a seis (6) meses de trabajo

#### **4.3 Etapas de la Investigación**

##### **Etapas de la Investigación**

##### **Etapas de la Investigación**

**Etapas de la Investigación**

La primera fase consistió en una exploración, revisión y posterior clasificación de la información proveniente de cualquier fuente bibliográfica referente al tema en estudio.

Tiempo de duración: 2 semanas.

**Etapa 2: Visitas al Campo.**

Se realizaron visitas a los distintos emplazamientos donde se encuentran instalados los equipos de Generación a fin de recolectar la información de las características físicas y eléctricas de los equipos objeto de estudio.

Tiempo de duración: 3 semanas

**Etapa 3: Descripción del Sistema de Generación**

En esta etapa contemplo la organización y presentación de los parámetros que definen cada elemento que conforma el sistema en estudio, así como la verificación de las condiciones actuales de operación de los componen

Tiempo de duración: 4 semanas

**Etapa 4: Desarrollo del Modelo del Sistema Eléctrico**

Abarco esta etapa la elaboración de diagramas y modelos que permitan conocer no solo la constitución física del sistema sino también los escenarios de operación así como los parámetros típicos correspondientes a dichos escenarios.

Tiempo de duración: 4 semanas

**Etapa 5: Estudio del modelo del Sistema de Generación desarrollado**

Definidos los modelos inherentes al Sistema, se empleo la herramienta computacional ETAP Power Station 5.03 para la realización de las simulaciones necesarias para la obtención de la respuesta dinámica del sistema.

Tiempo de duración: 4 semanas.

**Etapa 6: Análisis de los Resultados Obtenidos**

Una vez recopilados los datos arrojados por las simulaciones, se procedió a su análisis en base a los estándares nacionales e internacionales a fin de comprobar si cumple con las exigencias establecidas.

Tiempo de duración: 4 semanas.

**Etapa 7: Formulación de Soluciones**

Se procedieron a formular las posibles respuestas ante las eventuales situaciones adversas que se presenten así como determinar la opción más factible para su implementación

Tiempo de duración: 2 semanas.

**Etapa 8: Redacción y Presentación del Proyecto**

Posterior a la selección de la mejor respuesta a la problemática planteada, se ejecuto la redacción de las conclusiones y recomendaciones, mediante un proyecto de grado para su presentación ante la Universidad de Oriente

Tiempo de duración: 1 semanas.

**4.4 Población y Muestra**

La población objeto de este estudio estuvo compuesta por la totalidad de los elementos que componen al sistema de generación y el sistema de transmisión asociado, ya que el modelo abarca los equipos existentes en la geografía insular perteneciente a la empresa SENECA. Debido a las exigencias del método empleado no se aplica muestreo ya que el análisis dinámico debe aplicarse a cada una de las unidades generadoras.



#### **4.5 Técnicas de Recolección de Datos**

- **Revisión Bibliográfica**

Permitió recabar información sobre el funcionamiento de las unidades turbogeneradoras y su contexto operacional así como aspectos relacionados directa o indirectamente con la estabilidad y los requerimientos para su estudio

- **Observación Directa**

A través de ella se pudo constatar tanto las condiciones operativas de las unidades en estudio, así como aspectos que no son determinables a excepción de ser verificados in situ.

- **Técnicas Computacionales**

Permitió la realización de simulaciones y ejecuciones de algoritmos matemáticos, que facilitó la obtención de las respuestas dinámicas de cada una de las centrales generadoras.

- **Entrevista no Estructurada**

Se entrevistó al personal técnico involucrado en los procesos de operación, mantenimiento e inspección de la Unidad, a fin de obtener o corroborar alguna información que se considere de importancia y no se encuentre disponible en otras fuentes.

## CAPITULO 5:

### DESARROLLO DEL PROYECTO

#### 5.1 Sistema de Generación de Planta Luisa Cáceres de Arismendi (PLCA)

El sistema de generación de la Planta Luisa Cáceres de Arismendi se encuentra conformado por once unidades turbogeneradoras a combustible dual con una capacidad nominal instalada superior a los 240 MW a un nivel de tensión de 13.8 Kv.

Los turbogeneradores se encuentran conectados a la barra principal, barra que se encuentra seccionada por un interruptor de aire, cuyo estado en condiciones normales es normalmente cerrado (NC) y tiene como función separar secciones de barra en condiciones de mantenimiento o contingencia, posee además el arreglo una barra de transferencia que asegura la continuidad en el suministro de potencia por parte de los generadores al sistema. Las características principales de cada una de los turbogeneradores están recopiladas en la tabla 5.1

**Tabla 5.1 Características de Generadores de Planta Luisa Cáceres de Arismendi**

Generador	Marca	Modelo	Potencia Generador	Voltaje (KV)	Combustible	Potencia Turbina	FP	RPM
TG-3	AEG-Kanis	MS 5001	20 MW	13,8	Gas/Diesel	23400	90	3600
TG-4	AEG-Kanis	MS 5001	20 MW	13.8	Gas/Diesel	23400	90	3600
TG-5	HITACHI	MS 5001	20 MW	13.8	Gas/Diesel	23400	90	3600
TG-6	HITACHI	MS 5001	20 MW	13.8	Gas/Diesel	23400	90	3600
TG-7	HITACHI	MS 5001	20 MW	13.8	Gas/Diesel	23400	90	3600
TG-8	GE	MS 5001	20 MW	13.8	Gas/Diesel	23400	90	3600

**Tabla 5.1b Características de Generadores de Planta Luisa Cáceres de Arismendi**

Generador	Marca	Modelo	Potencia Generador	Voltaje (KV)	Combustible	Potencia Turbina	FP	RPM
TG-9	GE	MS 5001	20 MW	13.8	Gas/Diesel	23400	90	3600
TG-10	GE	MS 6561	30 MW	13.8	Gas/Diesel	23400	90	3600
TG-11	GE	MS 6561	30 MW	13.8	Gas/Diesel	23400	90	3600
TG-21	P&W	FT8	25 MW	13.8	Gas/Diesel	-	90	3600
TG-22	P&W	FT8	25MW	13.8	Gas/Diesel	-	90	3600

## 5.2 Escenarios de simulación

El sistema eléctrico perteneciente a la empresa SENECA no presenta diversidad en sus topologías de red, esto como consecuencia de las características operacionales de las cargas conectadas, las cuales limitan a tan solo dos los escenarios de operación estadísticamente probables. En primera instancia por la necesidad de autoabastecerse de energía eléctrica debido a la actual problemática que atañe al sistema interconectado nacional y que ha obligado a los operadores a disminuir al mínimo el intercambio de energía a través del Cable Submarino y como segundo condicionante está la necesidad de asegurar la continuidad del servicio dado que la principal actividad comercial de la Isla de Margarita es el turismo y para su óptimo desarrollo se requiere un suministro de energía eléctrica confiable.

El primer escenario corresponde al total de las unidades en funcionamiento y conectadas a través de dos barras de generación a una barra principal, encargada esta última de distribuir la potencia generada. En el segundo escenario se cuenta con todos los generadores a plena capacidad y conectados directamente a una sola barra, configuración usada durante las maniobras necesarias para trabajos en la subestación asociada o para la jerarquización de servicios auxiliares en cada una de las unidades turbogeneradoras.



### 5.3 Electrical Transient Analysis Program (ETAP)

ETAP es un programa grafico de análisis transitorio de sistemas eléctricos de potencia, que permite desarrollar estudios de:

- Flujo de Carga
- Flujo de Carga Desbalanceado
- Cortocircuito
- Arranque de Motores
- Estabilidad Transitoria
- Coordinación de Protecciones
- Análisis de Armónicos
- Flujo de Carga Optimo
- Confiabilidad
- Flujo de Carga DC
- Cortocircuito DC
- Sistema de Puesta a Tierra
- Sistemas Subterráneo
- Bote de Carga Inteligente

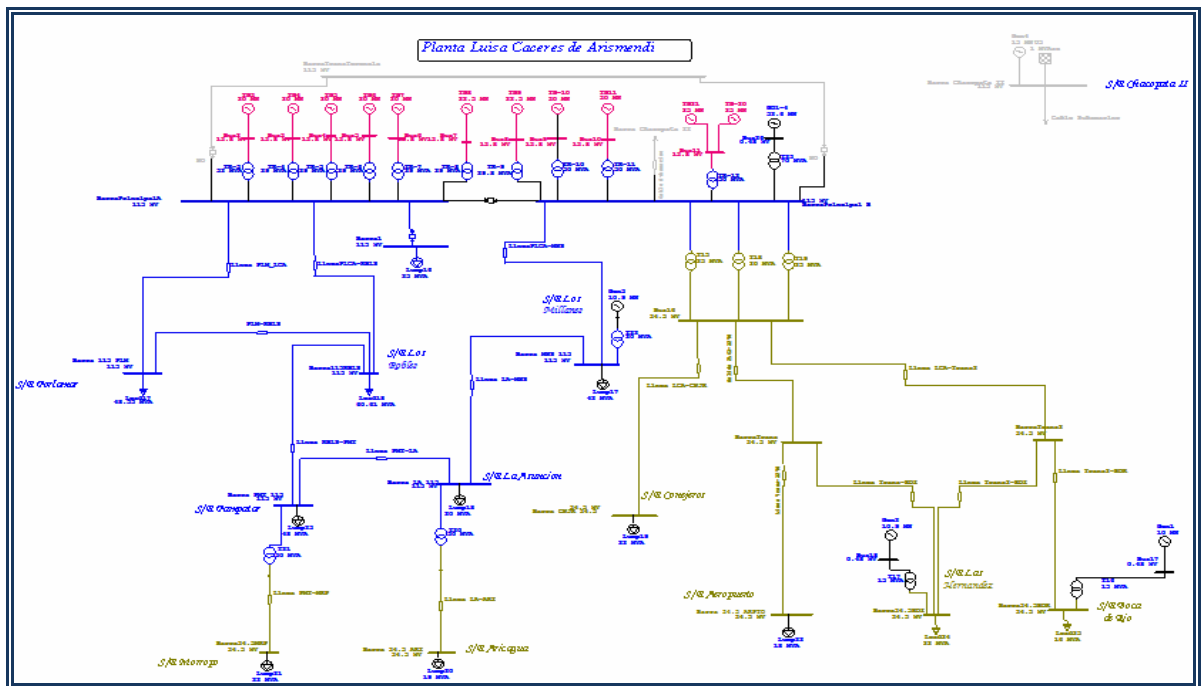
En el desarrollo del proyecto se emplearon los módulos de flujo de carga, cortocircuito y estabilidad. Para evaluar los escenarios definidos en las características de operación del sistema eléctrico, se ejecutaron estudios de flujo de carga y cortocircuito en estado estable mientras que ante perturbaciones se realizaron estudios de estabilidad para monitorear el comportamiento transitorio del sistema.

#### 5.3.1 Datos requeridos para la representación del sistema

Un estudio de estabilidad requiere el modelado dinámico de cada uno de los elementos del sistema, esto debido a que los factores que ocasionan las oscilaciones electromecánicas en un SEP abarcan elementos tanto de régimen estable, transitorio, subtransitorio.

Los datos de los generadores y transformadores de potencia instalados en PLCA, los equipos instalados en las subestaciones asociadas y los valores

pertenecientes a la red externa equivalente están contenidos en el diagrama unifilar del sistema eléctrico del estado Nueva Esparta identificado como anexo A. El sistema de generación corresponde a un sistema de tipo radial donde las unidades se conectan desde su emplazamiento directamente a la barra que cumple la función de punto de partida para la transmisión de la potencia generada, dicha transmisión se realiza a dos niveles de tensión, a saber 115 Kv y 34,5 Kv. En ambos casos la configuración del subsistema de transmisión es de tipo anillo, con barras e interruptores de transferencia. Sin embargo para la simplificación del diagrama solo se modela la barra principal de cada una de las subestaciones, tal y como se muestra en la figura 5.1.



**Figura 5.1 Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico del Estado Nueva Esparta empleado en el software ETAP®**

### **5.3.1.1 Modos de operación del generador y de la red externa equivalente**

#### **5.3.1.1.1 Modo Compensación**

Para estudios de flujo de carga un generador compensara el flujo de potencia en el sistema, la magnitud de voltaje y el ángulo en terminales del generador permanecerán igual a los valores de operación especificados.

Todos los generadores son modelos dinámicamente a partir del tiempo  $0+$  para estudios de estabilidad transitoria. Una de las máquinas (redes externas o generadores) es seleccionada como la máquina referencial del sistema entero.

Debe haber al menos una máquina de referencia (red externa o generador sincrónico) conectado a cualquier subsistema aislado en el diagrama unifilar. Se pueden tener múltiples máquinas de referencia conectadas cualquier barra en el sistema.

Cualquier elemento que es conectado a una máquina de referencia es mostrado como un elemento energizado en el diagrama unifilar y será incluido en el estudio. Además el voltaje nominal de un generador de referencia es usado como el voltaje base de la barra a la cual está conectado el generador. Los voltajes base del resto del sistema son calculados luego usando la relación de vueltas de los transformadores.

Para estudios de estabilidad transitoria, un generador de referencia se convierte en la máquina de referencia para todo el sistema, el ángulo de la fuente de voltaje interna del generador es ajustado a cero, y el ángulo de voltaje de todas las máquinas sincrónicas en el sistema estará relacionado a la máquina de referencia.

#### **5.3.1.1.2 Control de voltaje**

Un generador puede ser seleccionado como un sistema controlado por voltaje (regulado), lo cual significa que en el generador se ajustara la potencia reactiva de salida para controlar el voltaje. Por lo tanto, la magnitud de voltaje en terminales del generador, la potencia real (MW) de operación, y los valores máximos y mínimos de potencia reactiva admisibles ( $Q_{max}$  y  $Q_{min}$ ) deben ser ingresados para controlar el generador.

Un generador con control de voltaje significa que el generador está con carga nominal, con un regulador automático de voltaje (AVR) controlando la excitación del campo para una operación a voltaje constante. Durante estudios de flujo de carga, si la potencia reactiva del generador calculada cae fuera de los límites de capacidad de MVAR (límite  $Q_{max}$  o  $Q_{min}$ ), el valor de potencia reactiva será ajustado igual al límite y el modo del generador es cambiada a control MVAR.

#### **5.3.1.1.3 Control MVAR**

En esta opción se fijan las cantidades de MW y MVAR generadas. Un generador con control Mvar significa que el generador esta a su carga base con excitación de campo fijada. Este es el modo en el cual operan los equipos pertenecientes a la planta Luisa Cáceres de Arismendi.

#### **5.3.1.1.4 Control PF**

En este modo el gobernador está operando en modo droop, a carga nominal, por lo tanto, la potencia activa de salida es fijada a los MW de ajuste. De otra manera, el AVR de la excitatriz se adapta al factor de potencia fijado.

### 5.3.1.2 Modelado Dinámico del Generador Síncrono

Para estudios de estabilidad transitoria, todos los generadores, excitatrices y gobernadores son modelados dinámicamente, para ello los siguientes parámetros deben ser especificados para cada elemento del sistema.

#### 5.3.1.2.1 Tipo de Modelo

- Equivalente: el modelo usa una fuente de voltaje interna detrás de la resistencia de armadura y de la reactancia del eje de cuadratura
- Transitorio: Es un modelo mucho más extenso que el modelo equivalente
- Subtransitorio: es la representación más exacta de la máquina síncrona, ya que abarca parámetros tanto transitorio como subtransitorio.

En la tabla 5.2 se muestran los parámetros usados para el modelado dinámico de un generador síncrono.

**Tabla 5.2 Parámetros requeridos para modelado dinámico de máquinas síncronas**

Parámetros	Descripción
$X_d$	Reactancia Síncrona del eje directo
$X_l$	Reactancia de dispersión
$X_q'$	Reactancia Transitoria del eje de cuadratura
$X_q''$	Reactancia Subtransitoria del eje de cuadratura
$T_{do}'$	Constante de tiempo transitorio de circuito abierto del eje directo
$T_{do}''$	Constante de tiempo subtransitorio de circuito abierto del eje directo
$T_{qo}'$	Constante de tiempo transitorio de circuito abierto del eje de cuadratura
$T_{qo}''$	Constante de tiempo subtransitorio de circuito abierto del eje de cuadratura

Parámetros	Descripción
S100	Factor de saturación a 100% del voltaje nominal
S120	Factor de saturación a 120% del voltaje nominal
D	Factor de amortiguamiento del eje mecánico
H	Constante de inercia

En la tabla 5.3 se presentan los valores de los parámetros enumerados en la tabla 4.3, estos datos son tomados de las hojas de datos suministradas por el fabricante del equipo, debido al hecho de que la diferencia entre valores de generadores del mismo modelo es marginal menor al 1% se establecen valores uniformes, y por tanto se clasifican por modelos y no por unidades, esto asegura un mejor manejo de resultados y su posterior análisis.

**Tabla 5.3 Valores de los parámetros para el modelo dinámico de turbogeneradores de acuerdo a la serie que pertenecen.**

Parámetros	MS-5001	MS-6561B	FT8
Xd	149.8	-	276
Xl	6.3	-	-
Xq	141.2	-	252
Xq'	42.4	-	32
Xq''	10.3	-	22
Tdo'	4.868	-	7.6
Tdo''	0.023	-	0.05
Tqo''	0.062	-	-
S100	1.11	-	-
S120	1.49	-	-
D	3	-	-
H	8.94	-	6.9

### **5.3.1.3 Modelado Dinámico de la excitatriz**

Para los generadores sincrónicos se define la representación del sistema de excitación y del regulador automático de voltaje (AVR)

Los sistemas de excitación y AVR pueden ser muy sofisticados. El modelado completo de estos sistemas es usualmente necesario para estudios de estabilidad transitoria.

La función de transferencia equivalente usada para los sistemas de excitación y AVR y sus parámetros son proporcionados por los fabricantes de la excitatriz o de acuerdo a lo recomendado por el Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos (IEEE) en su estándar 421.5-2005. [9]

Se definirán a continuación los modelos de excitatriz y reguladores automáticos de voltaje para cada uno de los modelos que operan dentro de la Planta Luisa Cáceres de Arismendi

#### **5.3.1.3.1 Sistema tipo ST1**

Las unidades TG 3 y TG 4 utilizan sistemas de este tipo, está conformado por rectificadores controlados y una fuente de voltaje regulado, sirve además este modelo para representar sistemas donde la fuente sea un transformador de voltaje alimentado desde la salida del generador principal.

En la figura 5.2 se muestra el diagrama funcional del sistema de excitación y AVR correspondiente al modelo IEEE ST1, y la tabla subsiguiente contiene cada uno de los parámetros y valores típicos para este tipo de excitatriz.

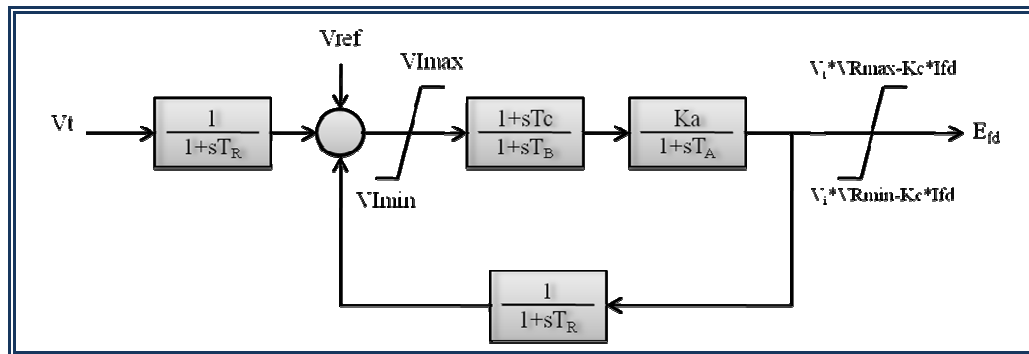


Figura 5.2 IEEE tipo ST1- Excitatriz con rectificador controlado y Fuente de Voltaje

Tabla 5.4 Parámetros correspondientes al modelo de excitatriz IEEE ST1

Parámetro	Descripción	Valor
VRmax	Valor máximo a la salida del regulador	4.6 (p.u)
VRmin	Valor mínimo a la salida del regulador	0
VImax	Máxima señal interna dentro del regulador del voltaje	2.4 (p.u)
VImin	Mínima señal interna dentro del regulador de voltaje	-2.4 (p.u)
KA	Ganancia del regulador	52
KC	Ganancia del regulador	0.05
KF	Ganancia del regulador estabilizador	0.114
TA	Ctte de tiempo del regulador amplificador	0.01
TC	Ctte de tiempo del regulador amplificador de voltaje	0
TF	Ctte de tiempo del regulador estabilizador	0.6
TR	Ctte de tiempo del filtro regulador de entrada	0

### 5.3.1.3.2 Sistema tipo ST2

A este tipo pertenecen las excitatrices instaladas en las unidades Frame V (excepto las unidades 3 y 4), los turbogeneradores modelo Frame VI y las unidades pertenecientes a la serie FT8. Este sistema abarca sistemas de excitación con fuentes



compuestas como los SCT-PPT o SCPT empleados por General Electric. En la figura 5.3 se muestra el modelo matemático de este sistema de excitación.

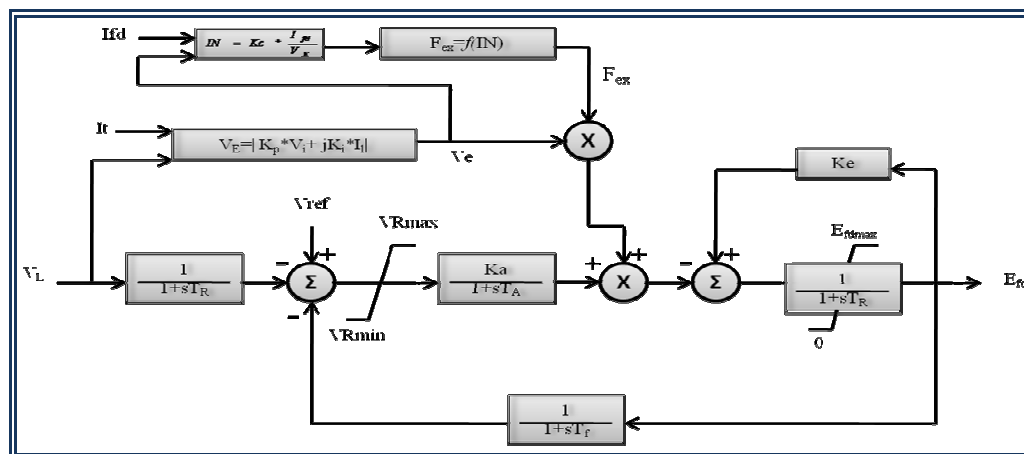


Figura 5.3 Modelo IEEE tipo ST-2. Sistema Estático con Fuente de Corriente y Fuente de Potencial

En la siguiente tabla se definen cada uno de los parámetros para este modelo de excitatriz.

Tabla 5.5 Parámetros correspondientes al modelo de excitatriz IEEE ST2

Parámetro	Descripción	Valor
VRmax	Valor máximo a la salida del regulador	17.5 (p.u)
VRmin	Valor mínimo a la salida del regulador	-15.5(p.u)
Efdmax	Máxima valor Voltaje Salida de Excitatriz	6.6 (p.u)
KA	Ganancia del regulador	250
KC	Ganancia del regulador	0.001
KE	Ctte. de la excitatriz para campo autoexcitado	1
KF	Ganancia del Circuito regulador estabilizador	0.06
KI	Coefficiente de ganancia del circuito de corriente	0.001

### 5.3.1.4 Modelado Dinámico del Gobernador-Turbina

El modelado del sistema gobernador-turbina en estudios de estabilidad transitoria es indispensable para simulaciones de intervalos de tiempo mayores a un segundo. Motivado esto a la relación que existe entre la estabilidad del sistema y la velocidad de respuesta de los instrumentos de control de los equipos sincrónicos ante la modificación de algún parámetro operativo.

La librería del software empleado contienen diversos modelos de sistemas gobernador-turbina, sin embargo el que corresponde a las unidades instaladas en la PLCA es modelo Gas-Turbine (GT). Este tipo de sistema de gobernador-turbina representa un sistema simple de Gobernador de velocidad y turbina de gas. En la figura 5.4 se presenta el diagrama de bloques del sistema seleccionado

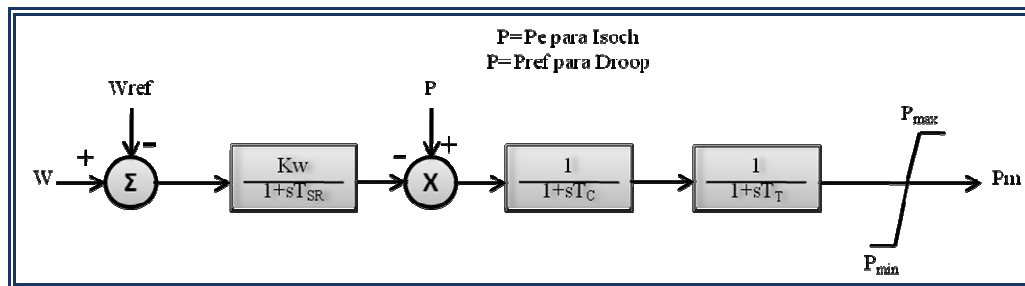


Figura 5.4 Modelo Dinámico Gas-Turbine (GT)

En la Tabla 5.6 se muestran los valores típicos para cada uno de los parámetros de este modelo de gobernador y turbina.

Parámetro	Descripción	Valor
Modo	Droop o Isoch	Droop
Droop	Velocidad de compensación de estado estable	5

Parámetro	Descripción	Valor
Pmax	Potencia máxima en el eje	16105
Pmin	Potencia mínima en el eje	0
Tc	Ctte. de tiempo para restablecer el gobernador	0.1
Tsr	Ctte. de tiempo del relé de velocidad	0.15
Tt	Ctte. de tiempo del relé de turbina	0.1

## 5.4 Estudio de Flujo de Carga

Este estudio se realiza con dos objetivos claros, el primero es determinar las magnitudes de los voltajes de barra en el sistema bajo estudio en condiciones normales de operación además de conocer el flujo de potencia activa y reactiva a través de cada elemento de la red.

### 5.4.1 Normas aplicadas

Para un posterior análisis de los resultados obtenidos resulta necesario fijar valores referenciales, esto permitirá comparar si el funcionamiento de la red se encuentra enmarcado en las normas nacionales e internacionales que rigen la operación de un parque generador. Se emplean en este caso las siguientes normas:

- IEEE Std. 399-1997. Recommended Practice for Industrial and Commercial Power System Analysis
- Premisas para la Planificación de Transmisión de la Electricidad de Caracas[10]

### 5.4.2 Metodología de Cálculo usada en ETAP

ETAP provee tres métodos de cálculo para el estudio de flujo de carga, Newton-Rapshon, Newton-Rapshon desacoplado rápido y Gauss- Seidel acelerado. Ellos poseen diferentes características de convergencia y algunas veces uno es más favorable en términos de alcanzar el mejor resultado, por ello su selección se hace en función de la longitud y características del sistema.

El método utilizado en este análisis es la técnica de Newton-Rapshon. Este método formula y resuelve el flujo de carga iterando la siguiente ecuación:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad [Ec 5.1]$$

El criterio de convergencia para el método de Newton-Rapshon es típicamente ajustado a 0.001 MW y MVAR. El método de Newton-Rapshon es altamente dependiente del valor inicial del voltaje de barra, por lo tanto antes de simular el flujo de carga el software realiza algunas iteraciones con el método de Gauss-Seidel para establecer un buen conjunto de valores iniciales para el voltaje de la barra.

### 5.4.3 Validación del estudio de flujo de carga

La variación de voltaje en barra permitida, en condiciones estables, es  $\pm 5\%$  de acuerdo a las normas de la empresa operadora tanto en condición normal como de contingencia simple. Los mayores valores de sobre carga estarán permitidos durante la operación en contingencia y será hasta de un 20% en cualquier elemento de la red.

#### 5.4.4 Resultados de Estudio de Flujo de Carga

Los valores arrojados por la herramienta computacional ETAP® se encuentran organizados en la tabla 5.7, la cual separa los resultados de acuerdo al tipo de barra y a la función que cumple dentro del sistema, es decir barras de carga y barras de generación.

**Tabla 5.7 Resultados Estudio de Flujo de Carga**

Bus		Voltaje		Generación		Carga		Flujo de Carga				
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	% PF
Barra1	115.00	97.61	-3.12	0	0	25.15	8.27	BarraPrincipalA	-25.15	-8.27	136.1	95.00
Barra 34.5 ARI	34.50	86.93	-10.50	0	0	12.9	4.25	Bus19	-12.92	-4.25	261.8	95.00
Barra 34.5 ARPTO	34.50	88.93	-8.74	0	0	13.5	4.45	BarraTrans	-13.52	-4.45	267.8	95.00
Barra34.5BDR	34.50	95.45	-4.71	0	0	13.8	4.55	BarraTrans2	-1.78	0.84	34.50	-90.32
Barra34.5HDZ	34.50	95.01	-3.75	0	0	18.8	6.20	Bus17	-12.07	-5.40	231.8	91.29
								BarraTrans2	1.19	-1.16	29.33	-71.70
								BarraTrans	7.92	1.98	143.8	97.01
Barra34.5MRP	34.50	87.26	-11.37	0	0	15.9	5.23	Bus18	-27.98	-7.02	508.2	96.99
Barra 115 PLM	115.00	94.90	-4.12	0	0	41.5	13.65	Bus20	-15.91	-5.23	321.2	95.00
Barra115RBLS	115.00	94.50	-4.26	0	0	51.4	16.90	BarraPrincipalA	-72.72	-26.39	409.2	94.00
								Barra115RBLS	31.19	12.74	178.2	92.58
								BarraPrincipalA	-82.20	-30.10	465.0	93.90
Barra CNJR 34.5	34.50	93.15	-6.00	0	0	18.1	5.96	Barra PMT 115	61.88	25.94	356.4	92.22
								Barra 115 PLM	-31.09	-12.74	178.5	92.53
								Bus16	-18.14	-5.96	342.9	95.00
Barra LA 115	115.00	93.19	-5.01	0	0	16.5	5.42	Barra MNS 115	-24.45	-6.37	136.1	96.77
								Barra PMT 115	-5.41	-4.87	39.19	74.30
								Bus19	13.36	5.82	78.49	91.67
<b>5.1</b>								Barra LA 115	24.67	6.18	135.5	97.00
								BarraPrincipal B	-43.02	-13.34	239.9	95.51
								Bus22	-15.39	-9.50	96.35	85.09
								Barra LA 115	5.41	4.64	38.34	75.91
								Barra115RBLS	-61.43	-25.14	357	92.55
								Bus20	16.29	7.44	96.35	90.96
								Barra115RBLS	84.28	32.35	464.3	93.36

Bus		Voltaje		Generación		Carga		Flujo de Carga				
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	% PF
								Barra 115 PLM	74.32	28.03	408.5	93.57
Bus2	13.8	100.0		16.4	7.4							
Bus3	13.8	100.0		14.9	6.4							
Bus4	13.8	100.0		13.9	5.9							
Bus5	13.8	100.0		14.4	6.1							
Bus6	13.8	100.0		14.5	6.2							
Bus7	13.8	100.0		19.1	8.2							
Bus8	13.8	100.0		16.3	6.9							
Bus9	13.8	100.0		27.6	12.0							
Bus10	13.8	100.0		27.6	12.0							
Bus11	13.8	100.0		29.3	12.8							

#### 5.4.5 Conclusiones del Estudio de Flujo de Carga

De acuerdo con lo arrojado en el reporte de resultados, es claro que en las barras de las subestaciones que operan a niveles de 34.5 Kv las magnitudes en los voltajes bajo las condiciones de máxima carga presentan una disminución superior al 5 % e incluso en algunos casos llega a estar cerca del 10%, lo cual compromete la habilidad del sistema para sobreponerse a eventuales perturbaciones, sin embargo es importante que a pesar de poseer en algunos casos bastante bajo la conexión de equipos de generación distribuida en estas subestaciones distantes mejora sustancialmente el valor del voltaje obtenido, añadiendo de esta forma capacidad operativa al sistema.

#### 5.5 Estudio de Cortocircuito

El estudio de cortocircuito tiene como objetivo determinar el valor máximo del flujo de corriente de la barra principal del sistema en estudio para los escenarios propuestos.

### 5.5.1 Metodología de Calculo aplicado en el ETAP

El modulo para determinación de corriente de cortocircuito posee dos métodos de cálculo, definidos ambos por instancias internacionales en primera instancia ANSI/IEEE y el restante por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC). Para la ejecución de este estudio se aplica la metodología basada en las recomendaciones formuladas por ANSI/IEEE.

### 5.5.2 Normas aplicadas

El modulo del software para el cálculo de cortocircuito emplea el método ANSI/IEEE el cual cumple a cabalidad con todos los estándares contenidos en la tabla 5.8

**Tabla 5.8 Estándares ANSI/IEEE usados para el calculo de corriente de cortocircuito en ETAP**

Estándares	Año Publicación	Título
IEEE C37.04	1979	
IEEE C37.04f	1990	
IEEE C37.04g	1986	Standard Rating Structure for AC High Voltage
IEEE C37.04h	1990	Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Currents
IEEE C37.04i	1991	Basis and Supplements
IEEE C37.0499	1999	
IEEE C37.010	1979,88,99	
IEEE C37.010b	1985	IEEE Application Guide for AC High Voltage Circuit
IEEE C37.010e	1985	Breakers Rated on a Symmetrical Basis and
IEEE C37.01099	1999	Supplements

Estándares	Año Publicación	Título
IEEE C37.13	1990	Standard for Low Voltage AC Power Circuit Breakers Used in Enclosures
IEEE C37.013	1997	Standard for AC High-Voltage Generator Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis
IEEE C37.20.1	2002	Standard for Metal Enclosed Low-Voltage Power Circuit Breaker Switchgear
IEEE Std. 399	1990,1997	Power System Analysis- The Brown Book
IEEE Std. 141	1986,1993,2002	Electric Power Distribution for Industrial Plants- The Red Book
IEEE Std. 242	1986, 2001	IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems- The Buff Book
UL 489_9	1996,2000,2002	Standard for Safety for Molded-Case Circuit Breakers, Molded-Case Switches, and Circuit Breaker Enclosures

### 5.5.3 Resultados Estudio de Cortocircuito

Los resultados obtenidos para la simulación de la existencia de un cortocircuito en la barra principal de la planta Luisa Cáceres de Arismendi, para las dos configuraciones propuestas, se encuentran resumidos en la tabla 5.9

**Tabla 5.9 Resultados Estudio de Cortocircuito**

Escenario	ICC 3 $\phi$	ICC 1 $\phi$	ICC L-L	ICC LL-G
1	5.424 kA	5.338 kA	4.679 kA	5.431 kA
2	9.689 kA	11.121 kA	8.372 kA	10.656 kA



#### **5.5.4 Conclusiones del Estudio de Cortocircuito**

Como se aprecia en la tabla 5.9 los resultados obtenidos mediante el software ETAP no superan en ningún caso la corriente de cortocircuito nominal de la barra principal de la planta eléctrica. Por lo tanto ambas configuraciones cumple con los requerimientos para ser incluidos en el estudio de estabilidad, adicionalmente se observa que desde el punto de vista de soporte de esfuerzos por cortocircuito la configuración idónea corresponde al escenario 1 a que la contribución de los generadores se hacen a cada barra por separado, por la condición del interruptor entre barras que se encuentra para dicho escenario en posición abierto.

### **5.6 Estudio de Estabilidad**

El modulo de estabilidad transitoria del ETAP está diseñado para precisar las respuestas dinámicas y los limites de estabilidad de un sistema de potencia antes, durante y después de modificaciones en las condiciones del sistema debido a la ocurrencia de disturbios o eventos no deseados. Este software modela características dinámicas referidas a un sistema de potencia, e implementa acciones definidas por el usuario a fin de poder proporcionar soluciones las ecuaciones diferenciales que rigen el comportamiento del sistema y de la máquina sincrónica en el tiempo.

#### **5.6.1 Metodología de Cálculo**

La ejecución de estudios de estabilidad es una tarea compleja, ya que para solucionar las incógnitas referidas a un sistema se requieren amplios conocimientos de la máquinas sincrónicas, de sus sistemas de control (se incluyen sistemas de excitación y AVR, sistemas de gobernador y compensación automática de reactivos),

del modelado de la red y dominio de expresiones matemáticas complejas (transformada de Park).

### **5.6.2 Normas Aplicadas**

Los estándares empleados como base en la ejecución del estudio de estabilidad por parte del software son los siguientes:

- IEEE Std. 1110-2002 IEEE Guide for Synchronous Generator Modeling Practices and Applications in Power System Stability Analyses
- IEEE Std. 421.5-2005 IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies.

### **5.6.3 Descripción del Estudio de Estabilidad**

El estudio de estabilidad consistirá en la simulación de la operación normal del sistema durante un segundo y a partir de ese intervalo de tiempo la ocurrencia de eventos y su posterior despeje para el tiempo determinado por el ajuste de protecciones establecido por la empresa, para ese caso son 300 ms. Los eventos simulados son los siguientes:

- Falla de Cortocircuito en PPAL 115KV PLCA: Este evento comprende el cortocircuito trifásico en la Barra1, en un tiempo de un segundo después de iniciada la simulación y su despeje después de 300 ms.
- Perdida de Generación: Abarca la apertura del interruptor asociado a un generador, escogiendo el escenario más crítico se empleara la perdida de las unidades TG-10 y TG-11 ya que sus servicios auxiliares son dependientes, y su posterior reenganche a los 300ms.

- **Apertura de Anillo:** Se produce la pérdida de un medio de transmisión de energía eléctrica provocando la apertura del anillo a 115 Kv. En primera instancia una falla sencilla y posteriormente una falla en una línea doble terna.
- **Pérdida de Carga:** En esta falla se estudiara la respuesta del sistema ante la pérdida masiva de carga por el disparo del interruptor de barra principal de una subestación cuya función es distribuir a otras subestaciones.

Las graficas obtenidas serán analizadas con base a la siguiente documentación:

- IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis. IEEE Std. 399-1997. [12]
- Power System Stability and Control. Prabha Kundur.

#### 5.6.4 Validación del Estudio de Estabilidad.

Los resultados obtenidos deben cumplir con las siguientes premisas:

- La tensión post-falla no deberá ser menor a 0,7 p.u. durante un intervalo de tiempo mayor a 1 segundo.
- Se considera inadmisibile la pérdida de sincronismo entre generadores.
- La evolución de la frecuencia debe permanecer en límites aceptables dentro del rango permitido por el operador del sistema según tabla 5.10

**Tabla 5.10 Límites Aceptables de Frecuencia**

Rango de Frecuencia	Tiempo Límites Permitidos
>Mayor a 61.7 Hz	0 Segundos
61.6 Hz - 61.7 Hz	30 Segundos
60.6 Hz - 61.6 Hz	3 Minutos

Rango de Frecuencia	Tiempo Límites Permitidos
59.4 Hz – 60.6 Hz	Operación Continua
58.4 Hz – 59.4 Hz	3 Minutos
57,8 Hz – 58,4 Hz	30 Segundos
57,3 Hz – 57,8 Hz	7.5 Segundos
57,0 Hz – 57,3 Hz	45 Ciclos
< Menor a 57.0 Hz	0 Segundos

### 5.6.1 Resultados del Estudio de Estabilidad

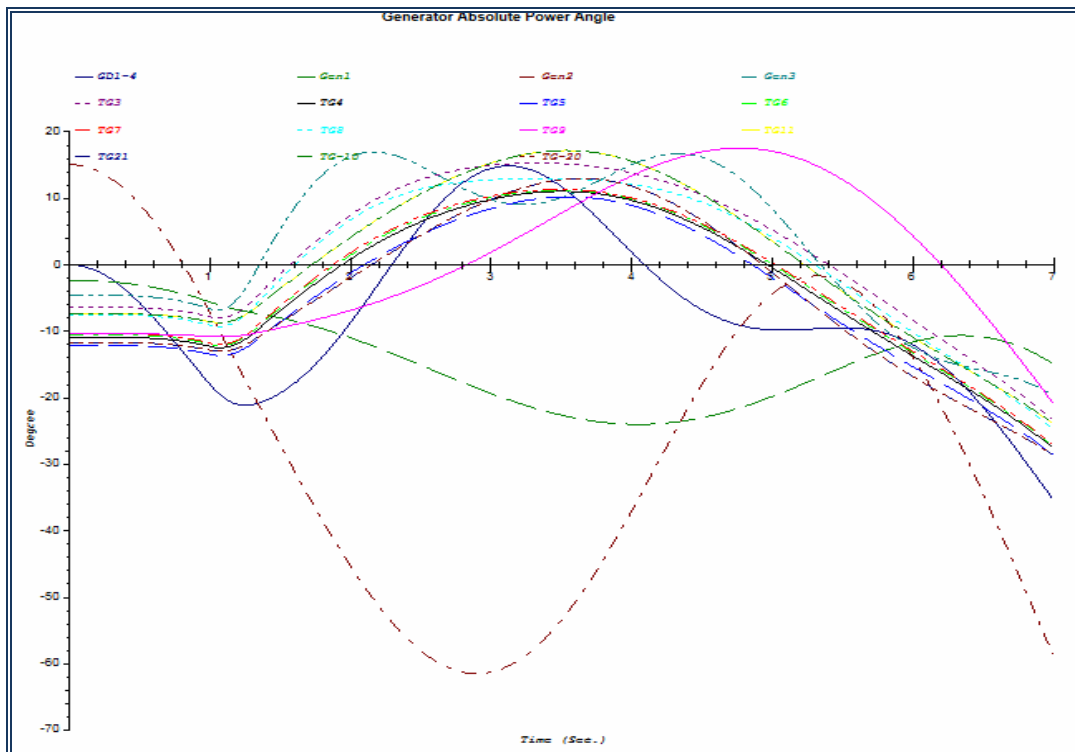
A continuación se presentan los resultados arrojados por el software ETAP, es importante acotar que el análisis corresponderá exclusivamente al estudio del comportamiento dinámico del ángulo absoluto de potencia en los terminales del generador. Esta característica representa en términos de estabilidad la capacidad del sistema de operar alrededor de un nuevo punto de régimen estacionario.

El reporte completo, incluyendo aspectos relativos al comportamiento de la potencia activa y reactiva a lo largo del tiempo estipulado en la simulación, se encuentra contenido en el anexo C. En primera instancia se procederá a exponer los gráficos correspondientes a la primera configuración de barra es decir, operación bajo contingencia a través de la barra de transferencia de PLCA y posteriormente se presentaran los pertenecientes a la segunda disposición de las conexiones que corresponde a dos barras de generación, configuración que es la utilizada como arreglo normal de operación.

### 5.6.1.1 Operación Bajo Contingencia (Unidades Conectadas a Barra de Transferencia)

#### 5.6.1.1.1 Escenario 1: Apertura Anillo 115Kv

Se observa para este escenario la operación de los generadores manteniendo el paso, sin embargo al momento de presentarse la perturbación en el sistema se observa como los equipos pertenecientes a los emplazamientos de generación distribuidos entran en un estado de oscilación y elevan la separación angular hasta un valor mayor al 80%, la duración de estas oscilaciones superan los 5 segundos y el nivel de atenuación de las mismas es bastante bajo.



**Figura 5.5 Ángulo Rotor Escenario 1 con Conexión a Barra de Transferencia**

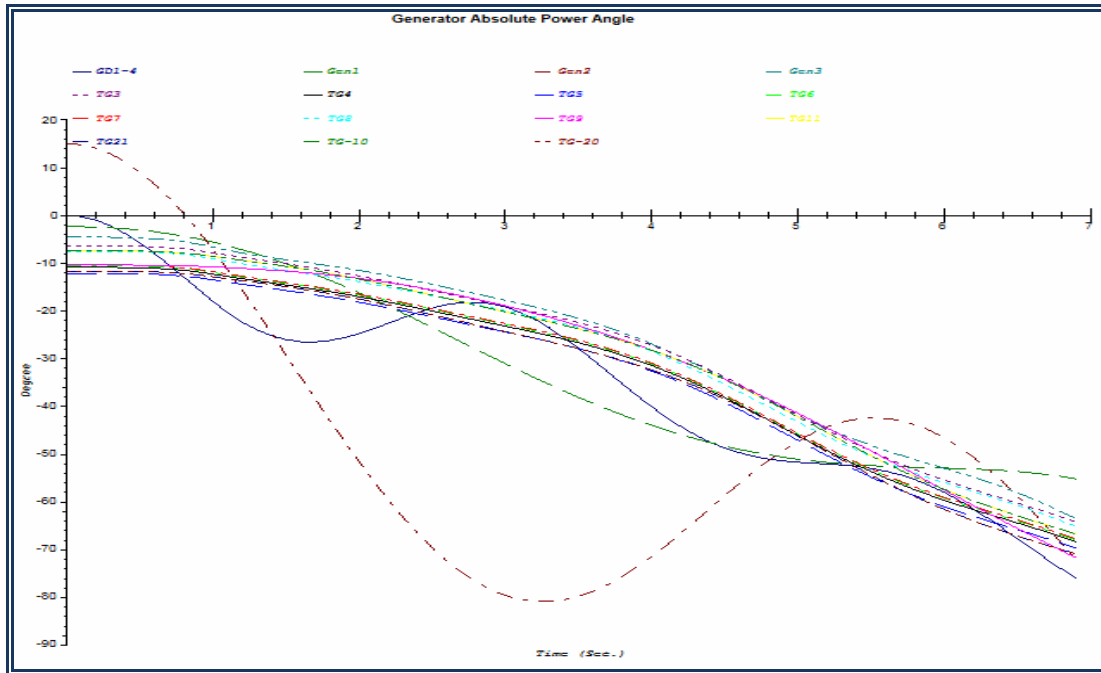
Sin embargo la mayoría de los equipos mantienen el sincronismo y por tanto a medida que el tiempo transcurre vuelve a un nivel aceptable de uniformidad en

general es posible considerar que el sistema para este escenario se comporta de forma estable.

#### **5.6.1.1.2 Escenario 2: Pérdida de Carga**

En este caso tal como se observa en la figura 5.6, es claro que la respuesta de las unidades turbogeneradores ante la modificación de los parámetros de operación, corresponde en este escenario la variación del valor de la carga, corresponde a un cambio en la magnitud del ángulo de la potencia generada, no obstante se ve que esta variación ocurre de forma conjunta es decir se mantiene el sincronismo en los equipos excepto en las unidades de generación distribuida, evidenciado esto la vulnerabilidad que poseen estos emplazamientos en lo referente a la pérdida del sincronismo.

Ya que a pesar de que aumentan de forma considerable la producción en función de su número y funcionan como un apoyo eficaz por su alta velocidad de acopla al sistema en las horas denominados “puntas” no lo vuelven más robusto para su supervivencia ante eventos no planificados.



**Figura 5.6 Angulo Rotor Escenario 2 con Conexión a Barra de Transferencia**

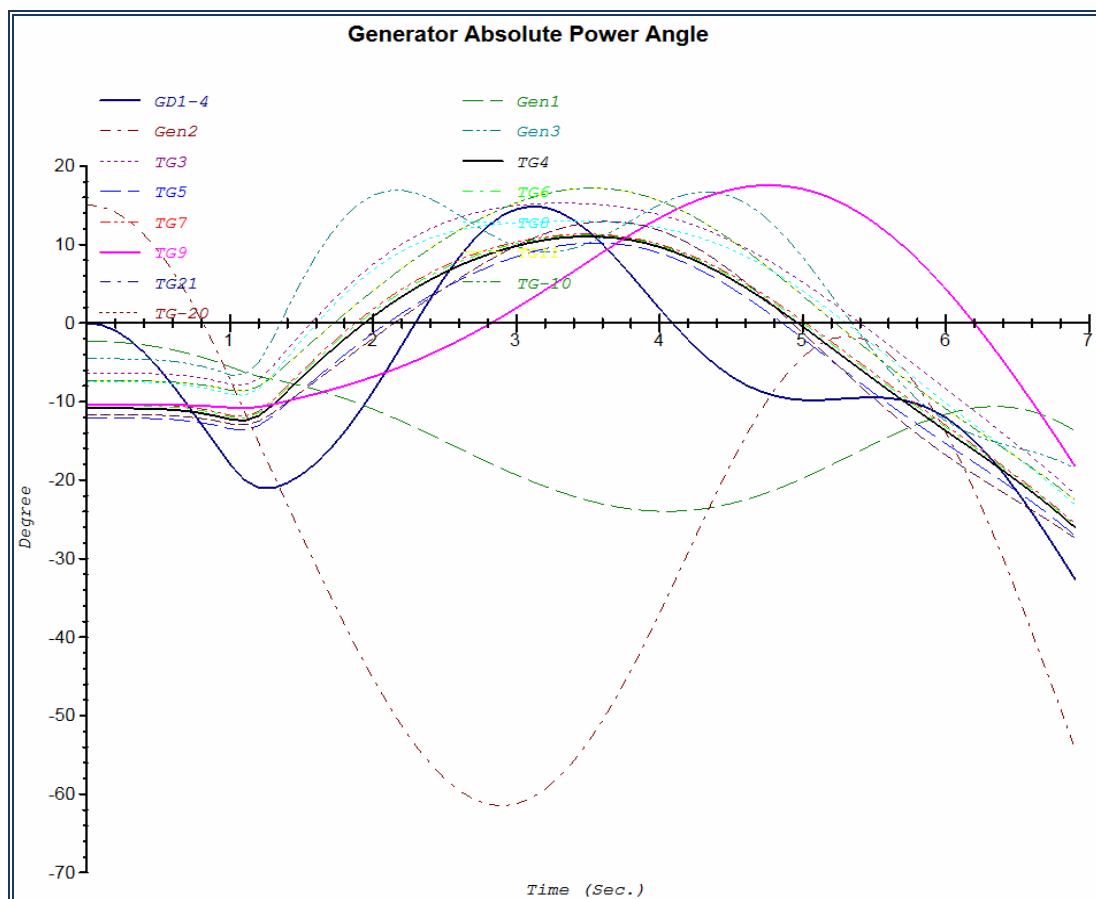
### 5.6.1.1.3 Escenario 3: Corto Circuito Barra PPAL

Se observan en la respuesta dinámica del sistema de generación una oscilación acentuada a partir de la ocurrencia del evento en estudio, corresponde esta sin embargo a la respuesta lógica del sistema para continuar en su funcionamiento.

En general las unidades de generación en firme ofrecen un comportamiento muy similar, manteniendo las magnitudes de sus ángulos en un rango constante sin superar los diez grados de diferencia y un desfase entre ellas prácticamente nulo por lo tanto es apropiado definir este escenario como un escenario estable, por otra parte para la vuelta del sistema a un punto de operación estacionario vemos que 5 segundos después del evento la oscilación desaparece de sistema y opera alrededor de un nuevo punto como consecuencia de la desconexión por fluctuación de frecuencia en

la unidades 1 y 2 que corresponden la generación distribuida de Las Hernández y Boca de Río.

Es conveniente acotar que al igual que en otros escenarios las unidades de generación distribuida como consecuencia de su baja inercia son las grandes perjudicadas ante eventos que modifiquen los parámetros de operación del sistema perteneciente a SENECA.



**Figura 5.7** Angulo Rotor Escenario 3 con Conexión a Barra de Transferencia



#### 5.6.1.1.4 Escenario 4: Pérdida de Generación

En este escenario el sistema, tal como se observa en la figura 5.7, ofrece una respuesta uniforme ya que las unidades pertenecientes al sistema se transfieren equitativamente la potencia que desaparece como consecuencia de la desconexión de las unidades 10 y 11 ya que están son las de mayor capacidad a pesar de una variación considerable en el ángulo que se hace presente no representa un hecho que trascienda ya que el sistema de SENECA posee un sistema de compensación de reactivos que ajusta y estabiliza la respuesta del sistema una vez se reconecte el banco reactivo. En líneas generales este escenario corresponde a un escenario de operación estable.

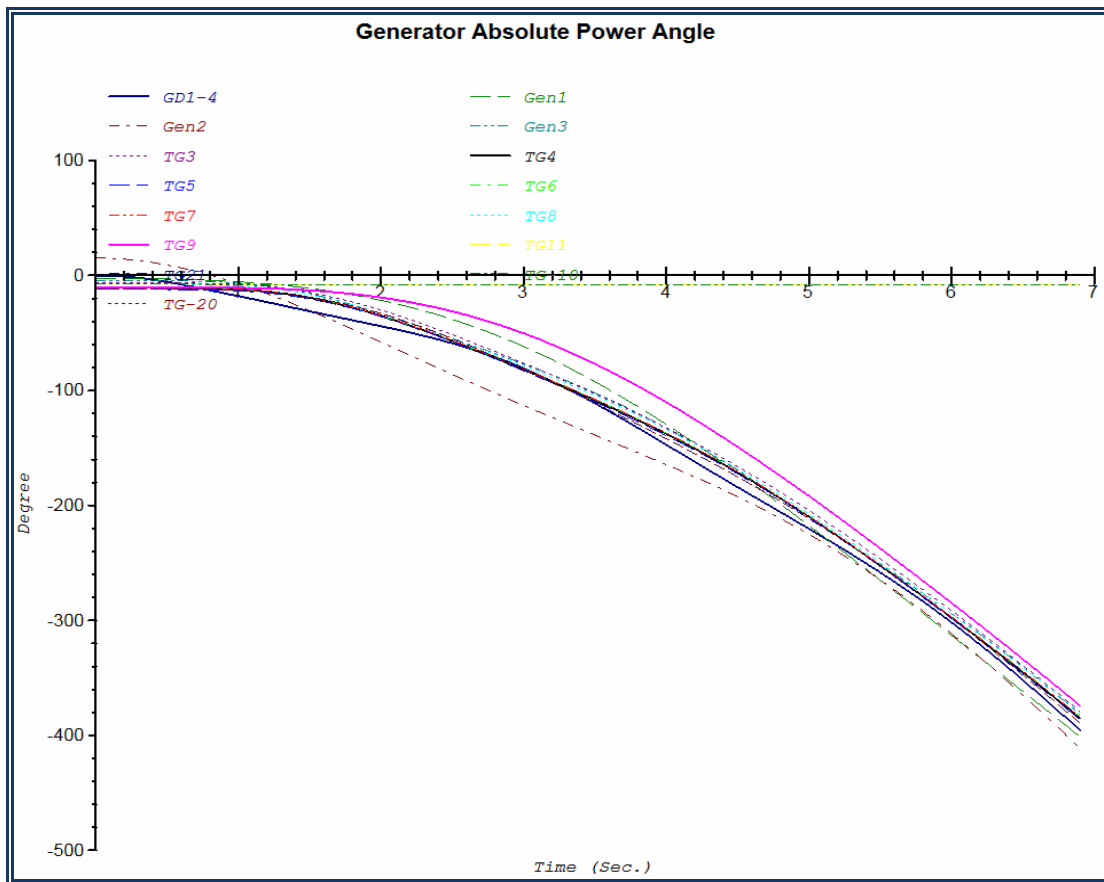


Figura 5.8 Angulo Rotor Escenario 4 con Conexión a Barra de Transferencia

A pesar de que no se observan para esta configuración del sistema un escenario que resulte en una inestabilidad absoluta es claramente visible de acuerdo con las graficas que el sistema de generación consolidada es la garantía de la continuidad del suministro, ya que la generación distribuida posee una elevada tendencia a la inestabilidad como consecuencia de sus equipos de excitación y bajos niveles de inercia lo que provoca que se pierda el torque mecánico generado y la fluctuación del valor de ángulo de rotor sea mas amplia y de mayor duración ocasionando su desconexión del sistema.

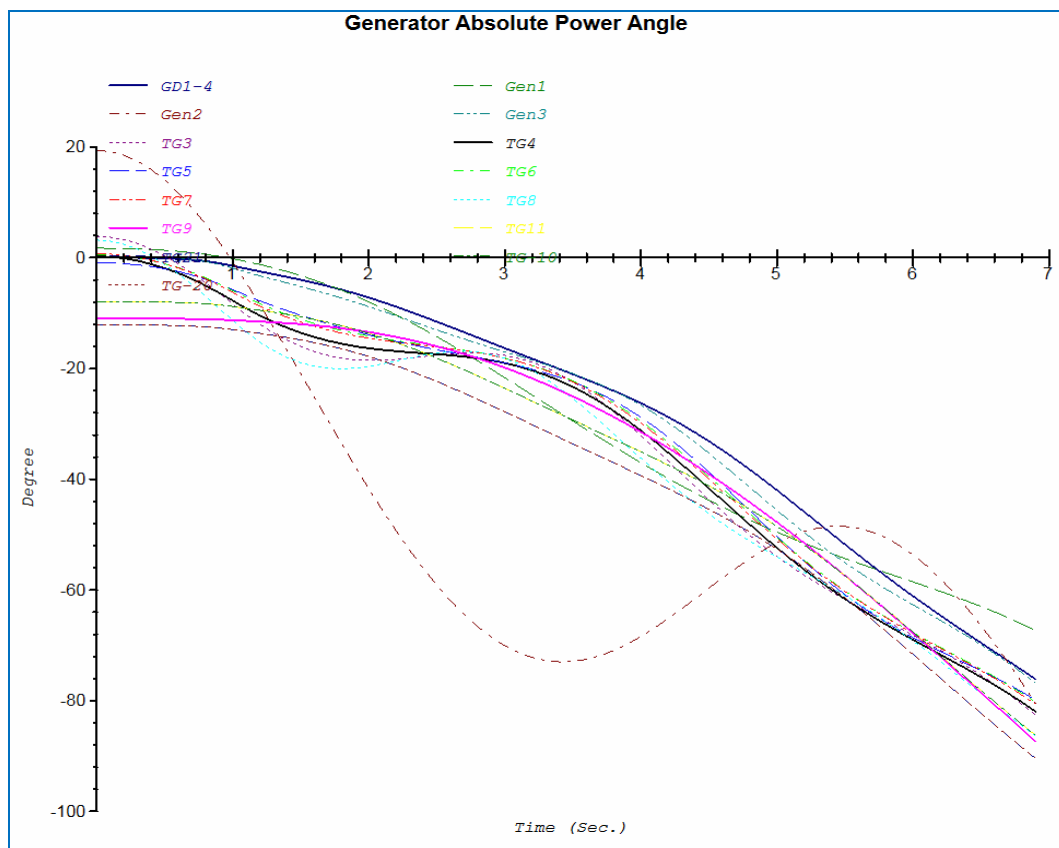
No es obligatoria la aplicación de esquemas de botes de carga más allá de los previstos en los manuales de operación de la empresa ya que con la aplicación de un esquema de bote de carga nivel 2 (rango entre 6 y 8 %) y la conexión de los bancos reactivos se consigue equilibrar los niveles de tensión y fase en el sistema.

### **5.6.1.2 Unidades operando Condiciones Normales (Conectadas a 2 Barras de Generación)**

#### **5.6.1.2.1 Escenario 1: Apertura Anillo 115Kv**

Se pueden identificar claramente como se forman 2 grupos entre las unidades, por un lado las unidades de menor capacidad tienden a entrar en una fluctuación de forma periódica, en principio como consecuencia del cambio en el sentido del flujo de potencia dentro del sistema, teniendo que verse afectado su operación disminuyendo su generación de potencia activa y transfiriendo carga a las unidades de mayor capacidad. Éstas, en el segundo grupo, al estar trabajando a su plena capacidad como parte del esquema de operación bajo el cual se encuentra el sistema eléctrico insular, sufren una disminución progresiva del valor de sus ángulos como medida de respuesta para intentar estabilizar los valores en los bornes de sus generadores.

La conexión en anillo del circuito 115 KV de la empresa SENECA, minimiza los efectos de la perturbación ya que la alimentación se realiza por los medios de transmisión restantes, los cuales se encuentran dimensionadas para operar bajo contingencia hasta con un 30-40% de sobrecarga aunque para un tiempo superior a 5 segundos los equipos funcionan nuevamente en paso inclusive las unidades de generación distribuida.



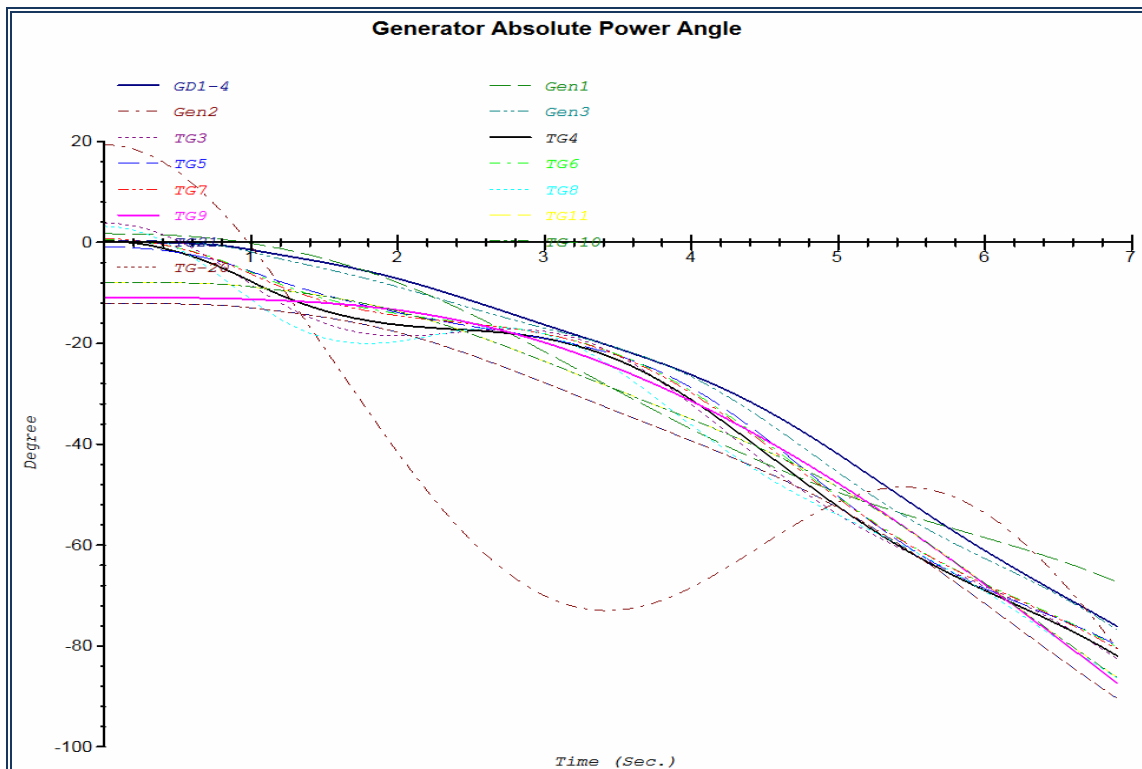
**Figura 5.9 Angulo Rotor Escenario 1 con Conexión a Barras de Generacion**

#### 5.6.1.2.2 Escenario 2: Pérdida de Carga

El comportamiento para esta simulación ofrece curvas bastantes definidas para prácticamente la totalidad de las unidades inclusive las unidades de generación

distribuida mantienen los valores de sus ángulos de rotor entre los valores admisibles para continuar acoplado al sistema, alcanzando alrededor de los 7 segundos su nuevo punto de operación, sin embargo se comprueba una vez mas que las unidades de GD ubicadas en la parte exterior a la planta LCA ya que la diferencia alcanza incluso hasta los  $70^\circ$  y se podría considerar que pasados 8 segundos se disminuye hasta volver al mismo punto de operación que las restantes unidades.

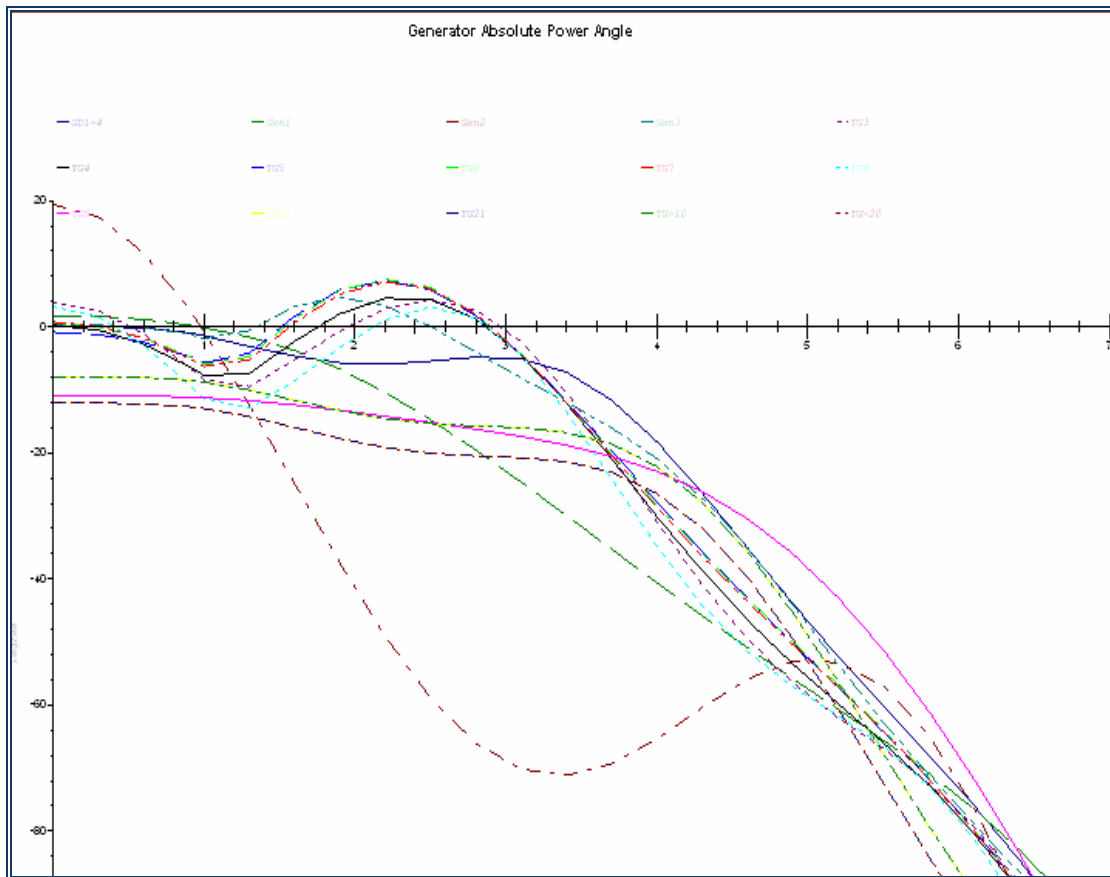
No obstante este grafico confirma que el sistema gana de forma notable calidad y rapidez en la respuesta por parte de los sistemas de control para atenuar los efectos de las oscilaciones electromecánicas existentes como consecuencia del evento simulado.



**Figura 5.10 Angulo Rotor Escenario 2 con Conexión a Barras Generación**

### **5.6.1.2.3 Escenario 3: Corto Circuito Barra PPAL**

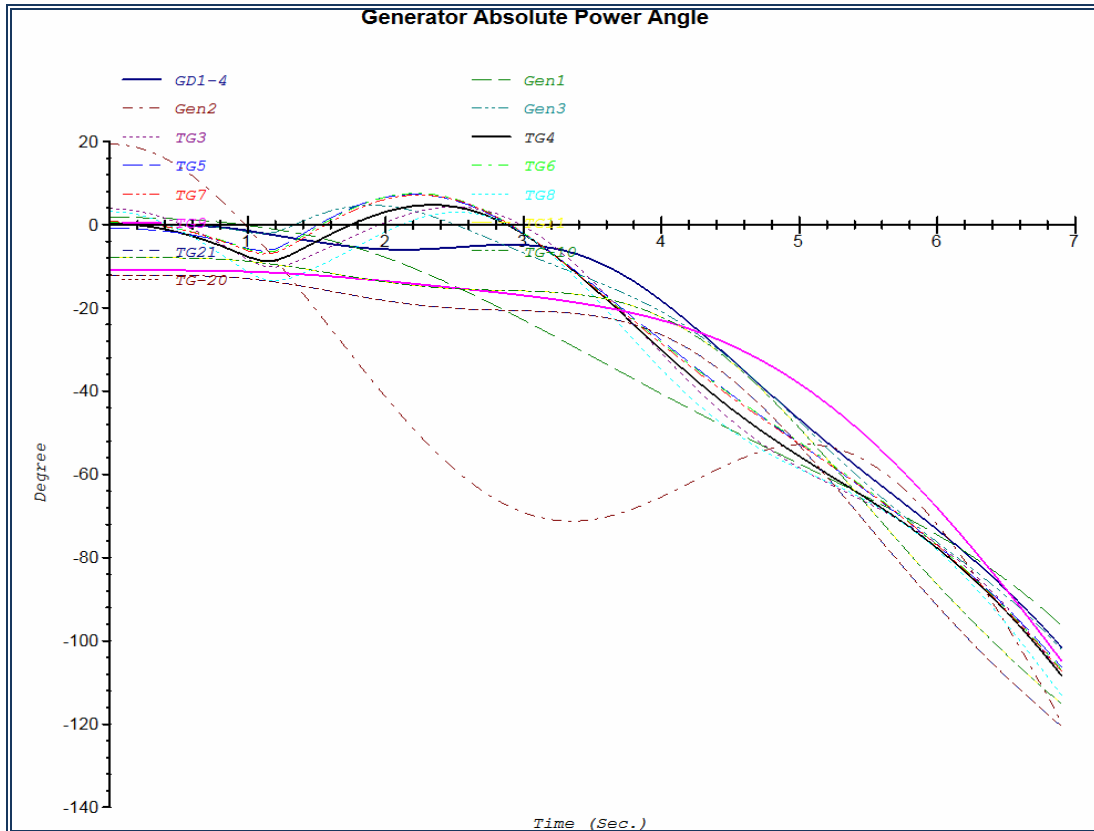
Tal como se observa en la figura 5.9, no existen para este escenario un comportamiento oscilatorio acentuado, como consecuencia de la conexión en un esquema de 2 barras de generación se limita de forma considerable las magnitudes de los valores de corriente de cortocircuito al separar las posibles fuentes de alimentación al cortocircuito. En líneas generales el comportamiento está de acuerdo con lo esperado ya que se produce la disminución del ángulo de rotor como consecuencia del sacrificio de velocidad por potencia reactiva, sin embargo si se observa para este caso nuevamente el débil perfil que ofrecen los equipos de generación distribuida antes evento que modifiquen la normal operación del sistema en general.



**Figura 5.11 Angulo Rotor Escenario 3 con Conexión a Barras Generación**

#### 5.6.1.2.4 Escenario 4: Pérdida de Generación

Al igual que en el caso anterior no se hacen presentes oscilaciones de magnitud considerable. Tampoco ocurren oscilaciones de duración prolongadas, por el contrario estas desaparecen y tan solo resta como efecto residual de la perturbación el nuevo punto de operación del sistema este, posee un valor angular bastante mayor en comparación con los escenarios previamente estudiados pero comparten la característica del tiempo requerido para regresar a operar en régimen estacionario ya que en ninguno de los casos estudiados este tiempo supera la barrera de los 10 segundos.



**Figura 5.12 Angulo Rotor Escenario 4 con Conexión a Barras Generación**

Una vez vistas las diferentes repuesta para las dos configuraciones actualmente usadas por el sistema para su operación, se infiere rápidamente que la configuración de dos barras, es la opción idónea para el funcionamiento de la planta por múltiples razones; ofrece altos niveles de confiabilidad gracias a su barra de transferencia lo que permite la realización de maniobras de switcheos y ajustes en los niveles de potencia generados, limita la corriente de corto circuito a un valor por debajo de los niveles máximos tolerables dentro del sistema y por ultimo ofrece una mayor capacidad del sistema a resistir a un colapso bien sea de tensión o ángulo ante la ocurrencia de un evento anómalo dentro de la red.

## CONCLUSIONES

Una vez realizados los análisis correspondientes a los datos arrojados por los estudios y simulaciones requeridos para la realización de la evaluación dinámica del sistema objeto de estudio, se plantean los siguientes resultados y comentarios.

- Se establecieron los escenarios de operación para el sistema de generación de la empresa SENECA, esto de acuerdo con la topología de red empleada, y cumpliendo con el requerimiento de asegurar la continuidad del fluido eléctrico en cada punto de la geografía insular.

- Del análisis de estabilidad realizado para cada escenario se encontró que:

- ✓ Ante una falla de cortocircuito aguas debajo de la barra de generación se hace ambos escenarios resultan estables, sin embargo la mejor respuesta la ofrece el esquema de dos barras ya que minimiza el efecto de aportación de corriente de corto circuito y disminuye la duración de la oscilación consecuencia del disturbio. Es notable sin embargo que las unidades de generación distribuida no se comportan en sintonía al sistema ya que al poseer un menor valor de inercia pierden la sincronía y por ende se desacoplan de barra.

- ✓ Ante pérdida de generación el sistema responde a la perfección la ocurrencia del evento anómalo, se mantiene el paso entre las unidades y la respuesta del sistema se limita al cambio del valor del ángulo de la potencia en los terminales de los generadores. Sin embargo los equipos de excitación instalados en las unidades ofrecen rápidos valores de respuesta y establecen un nuevo punto de operación



alrededor de los 8 segundos en el primer escenario y en la segunda configuración es incluso menor alcanzando un nuevo punto estacionario en poco más de 7 segundos.

✓ Ante la pérdida de carga ofrece un comportamiento análogo a la pérdida de generación, aun cuando la diferencia angular para este caso resulta positiva la respuesta del sistema es semejante manteniendo perfectamente el paso en cada escenario. Sin embargo el patrón de comportamiento de las unidades de generación distribuida mantienen constante, con la condicionante de que en este caso solo la GD BDR presenta dicha respuesta.

✓ Durante la apertura del anillo, empleando los bancos de compensación de reactivos se observo que no se modifica en gran medida los parámetros de operación en un periodo menor a 5 segundos el sistema vuelve a la normalidad y recupera totalidad de la carga conectada. La configuración en anillo asegura que el flujo de potencia se mantenga a pesar de la pérdida de un medio de transmisión.

- Se comprobó que no es necesario establecer nuevos criterios de alimentación entre las cargas conectadas, esto como consecuencia de que actualmente el sistema ofrece altos niveles de prestación de servicio por estar operando prácticamente al margen del SIN

- Se comprobó que las unidades de generación distribuida a pesar de agregar una importante cantidad de potencia al sistema y teóricamente hacerlo más robusto, son en realidad equipos bastantes sensibles a la ocurrencia de eventos que alteren su condición operativa provocando como se demostró en los estudios realizados su desacople de la red por variaciones de frecuencia.

## RECOMENDACIONES

- Se recomienda minimizar la duración de los procedimientos que obliguen a operar los equipos a través de la barra de transferencia porque ello disminuye la capacidad operativa del sistema y aumenta su vulnerabilidad ante la pérdida de sincronismo.
- Ampliar la capacidad de generación de energía eléctrica en firme, ya que al instalar nuevos equipos de generación distribuida se aumenta la capacidad del sistema de suplir la demandada pero no lo fortalece para sobreponerse a eventos que afecten aspectos transitorios de la operación cotidiana de los equipos generadores.
- Sustituir los equipos de excitación y regulación de voltaje de las unidades AEG-KANIS por equipos que garanticen una rápida respuesta a cambios en los parámetros de la red
- Estudiar a profundidad nuevos esquemas de bote de carga e interacción de elementos de diferente rango de operación (aerogeneradores) con vista a la implementación de fuentes alternativas de generación de energía.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1]. Suarez, L.(1997). **“Desarrollo de Modelos de Aplicación para Estudios de Estabilidad y Arranque de Motores, utilizando Programas Computacionales”**. Trabajo de Grado, Universidad de Oriente.
- [2]. León, P (2004). **“Estudio De Estabilidad y Bote de Carga para manejar Impacto de la Interconexión VALCOR en la Refinería Puerto la Cruz”**. Trabajo de Grado, Universidad de Oriente.
- [3]. Rojas. K (2008). **“Estudio de Estabilidad de la Planta de Generación Eléctrica de la Refinería Puerto la Cruz, Distrito Social PDVSA Oriente”**. Trabajo de Grado, Universidad de Oriente.
- [4]. Pérez, V. (2008) **“Propuesta de Sustitución de los Sistemas de Regulación de Voltaje para el Control de la Excitación de las Unidades AEG-KANIS de la Planta Luisa Cáceres de Arismendi”**. Trabajo de Grado, Universidad de Oriente.
- [5]. Kundur, P. (1994) **“Power System Stability and Control”**. Editorial McGraw-Hill Inc. EEUU.
- [6]. The Institute of Electrical and Electronic Engineers (2003). **“IEEE Guide for Synchronous Generators Modeling Practices and Applications in Power System Stability Analyses”** IEEE Std. 1110-2002. New York.
- [7]. Metz-Noblat, B. y Jeanjean, G. (2000) **“Estabilidad Dinámica de las Redes Eléctricas Industriales”**, Schneider Electric, Cuaderno Técnico N° 185, Barcelona
- [8]. The Institute of Electrical and Electronic Engineers (2004). **“IEEE Guide for the Preparation of Excitation Systems Specifications”** IEEE Std. 421.4-2004. New York.

- [9]. The Institute of Electrical and Electronic Engineers (2006). **“IEEE Recommended Practice for Excitation Models for Power System Stability Studies”** IEEE Std. 421.5-2005. New York.
- [10]. INELMECA. (2008) **“Premisas para la Planificación de Transmisión”** Electricidad de Caracas.
- [11]. Arias. F. (2006). **“El Proyecto de Investigación”**. 5ta Edición. Editorial Epistene. Venezuela.
- [12]. The Institute of Electrical and Electronic Engineers (1997). **“IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis”**. IEEE Std. 399-1997. New York.

Project:	EstudioEstabilidadSeneca	<b>ETAP</b>	Page:	26
Location:	Planta Luisa Caceres Arismendi	5.0.3Z	Date:	16-05-2010
Contract:			SN:	85OTI30125
Engineer:	Victor Velasquez	Study Case: TS	Revision:	Base
Filename:	COPIA		Config.:	Normal

### Dynamic Stability

**Device ID:** **GDI-4**  
**Device Type:** Syn. Gen.

Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)		% Z	Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)		% Z
						Efd	Ifd								Efd	Ifd	
0.000	0.00	60.00	40.998	40.910	52405.8	1.64	1.64	123.19	0.300	0.00	60.00	40.999	41.633	53163.6	1.64	1.65	121.59
0.600	0.00	60.00	41.011	43.487	55088.9	1.64	1.67	117.72	0.900	0.00	59.99	41.066	45.701	57349.0	1.64	1.70	113.47
1.001	0.00	59.99	41.099	56.128	71671.7	1.64	1.90	89.66	1.301	0.00	59.95	41.312	56.853	72599.1	1.64	1.89	87.98
1.601	0.00	59.92	41.769	54.733	70108.1	1.64	1.84	90.51	1.901	0.00	59.90	42.105	51.205	66090.8	1.64	1.77	95.26
2.201	0.00	59.88	42.105	47.716	62305.4	1.64	1.71	100.19	2.501	0.00	59.88	42.105	45.328	60005.6	1.64	1.68	103.13
2.801	0.00	59.87	42.105	44.165	58771.0	1.64	1.66	104.94	3.101	0.00	59.87	42.105	45.019	60323.8	1.64	1.68	101.76
3.401	0.00	59.86	42.105	47.004	63073.9	1.64	1.72	97.04	3.701	0.00	59.85	42.105	49.361	66070.2	1.64	1.75	92.48
4.001	0.00	59.83	42.105	51.244	68321.3	1.64	1.77	89.32	4.301	0.00	59.81	42.105	51.999	69098.0	1.64	1.77	88.20
4.601	0.00	59.79	42.105	51.423	68222.7	1.64	1.75	89.18	4.901	0.00	59.77	42.105	49.852	66164.0	1.64	1.71	91.76
5.201	0.00	59.76	42.105	47.682	62953.9	1.64	1.66	96.68	5.501	0.00	59.75	42.105	46.383	61366.7	1.64	1.64	99.03
5.801	0.00	59.74	42.105	46.049	61051.7	1.64	1.64	99.42	6.101	0.00	59.74	42.105	46.752	62065.2	1.64	1.65	97.71
6.401	0.00	59.73	42.105	48.177	63978.8	1.64	1.68	94.71	6.701	0.00	59.71	42.105	49.760	66061.9	1.64	1.70	91.63
7.000	0.00	59.70	42.105	50.905	67553.1	1.64	1.72	89.48									

**Device ID:** **Gen1**  
**Device Type:** Syn. Gen.

**Time**

(Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)			Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)		
						Efd	Ifd	% Z							Efd	Ifd	% Z
0.000	1.73	60.00	11.482	11.442	15910.7	2.12	2.12	84.00	0.300	1.61	60.00	10.526	11.627	16085.7	2.11	2.13	83.17
0.600	1.35	59.99	10.526	12.124	16559.0	2.10	2.15	80.97	0.900	1.23	59.99	10.526	12.812	17228.1	2.09	2.19	77.95
1.001	1.27	59.99	10.526	14.573	19343.0	2.08	2.33	69.19	1.301	2.67	59.98	10.526	15.579	20504.9	2.12	2.38	64.82
1.601	6.14	59.96	10.526	16.786	21894.2	2.16	2.45	60.30	1.901	10.78	59.94	10.526	18.016	23361.6	2.22	2.52	56.06
2.201	15.42	59.92	10.526	19.054	24668.2	2.30	2.59	52.60	2.501	18.96	59.90	10.526	19.759	25624.9	2.39	2.63	50.18
2.801	20.69	59.88	10.526	20.049	25989.5	2.48	2.64	49.28	3.101	20.26	59.85	10.526	19.953	25906.0	2.57	2.63	49.30
3.401	17.89	59.83	10.526	19.475	25300.1	2.64	2.59	50.54	3.701	14.12	59.81	10.526	18.671	24273.6	2.69	2.53	52.90
4.001	9.71	59.79	10.526	17.632	22986.3	2.73	2.46	56.20	4.301	5.35	59.77	10.526	16.473	21625.8	2.74	2.39	60.11
4.601	1.50	59.76	10.526	15.317	20370.1	2.75	2.34	64.19	4.901	-1.63	59.75	10.526	14.274	19359.7	2.74	2.31	67.87
5.201	-4.17	59.74	10.526	13.378	18537.5	2.72	2.29	71.35	5.501	-6.30	59.73	10.526	12.766	18180.3	2.70	2.30	73.02
5.801	-8.16	59.73	10.526	12.440	18159.8	2.68	2.33	73.34	6.101	-9.75	59.72	10.526	12.410	18429.5	2.65	2.38	72.49
6.401	-10.89	59.72	10.526	12.662	18929.1	2.61	2.43	70.74	6.701	-11.36	59.71	10.526	13.159	19598.8	2.58	2.48	68.43
7.000	-10.94	59.71	10.526	13.845	20377.5	2.55	2.54	65.86									

Device ID: Gen2  
Device Type: Syn. Gen.

Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)			Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)		
						Efd	Ifd	% Z							Efd	Ifd	% Z
0.000	19.38	60.00	28.288	28.113	36011.3	3.20	3.20	42.83	0.300	17.43	59.96	11.474	27.287	35137.3	3.20	3.15	43.91

Project:	EstudioEstabilidadSeneca	<b>ETAP</b>	Page:	27	
Location:	Planta Luisa Caceres Arismendi	<b>5.0.3Z</b>	Date:	16-05-2010	
Contract:			SN:	85OTI30125	
Engineer:	Victor Velasquez	Study Case:	TS	Revision:	Base
Filename:	COPIA			Config.:	Normal

**Device ID:** Gen2  
**Device Type:** Syn. Gen.

Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)			Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)		
						Efd	Ifd	% Z							Efd	Ifd	% Z
0.600	11.92	59.93	11.474	24.988	32781.3	3.20	3.03	47.07	0.900	3.78	59.90	11.474	21.676	29591.7	3.20	2.87	52.08
1.001	0.63	59.90	11.474	22.552	30824.1	3.20	2.94	49.80	1.301	-8.21	59.88	11.474	18.979	27958.3	3.26	2.81	54.45
1.601	-15.37	59.86	11.474	15.954	26040.3	3.31	2.75	58.14	1.901	-20.70	59.86	11.474	13.562	25221.8	3.37	2.75	59.79
2.201	-24.49	59.85	11.474	11.798	25359.1	3.42	2.81	59.31	2.501	-27.13	59.86	11.474	10.673	26163.4	3.47	2.91	57.44
2.801	-28.88	59.86	11.474	10.138	27125.5	3.50	3.01	55.61	3.101	-29.88	59.86	11.474	10.376	28344.1	3.51	3.11	53.45
3.401	-30.02	59.86	11.474	11.309	29553.7	3.51	3.21	51.61	3.701	-29.07	59.86	11.474	12.873	30756.5	3.48	3.30	49.99
4.001	-26.91	59.86	11.474	14.925	31989.9	3.44	3.39	48.45	4.301	-23.60	59.84	11.474	17.231	33247.0	3.39	3.46	46.93
4.601	-19.53	59.83	11.474	19.478	34430.8	3.33	3.51	45.51	4.901	-15.35	59.81	11.474	21.336	35369.7	3.29	3.55	44.36
5.201	-11.89	59.79	11.474	22.462	35675.9	3.24	3.54	44.03	5.501	-9.87	59.76	11.474	22.865	35613.1	3.21	3.51	43.96
5.801	-9.66	59.74	11.474	22.512	35021.6	3.20	3.45	44.49	6.101	-11.28	59.71	11.474	21.547	34024.8	3.20	3.37	45.57
6.401	-14.33	59.69	11.474	20.168	32814.2	3.22	3.29	47.01	6.701	-18.19	59.68	11.474	18.589	31602.0	3.24	3.22	48.60
7.000	-22.13	59.66	11.474	17.019	30574.3	3.26	3.17	50.04									

**Device ID:** Gen3  
**Device Type:** Syn. Gen.

Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)			Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)		
						Efd	Ifd	% Z							Efd	Ifd	% Z
0.000	0.22	60.00	16.524	16.434	25852.8	2.75	2.75	59.66	0.300	0.22	60.00	16.524	16.693	26075.1	2.75	2.76	59.19
0.600	0.12	59.99	16.524	17.315	26599.5	2.75	2.79	58.08	0.900	-0.22	59.98	16.524	17.938	27103.2	2.75	2.81	57.03
1.001	-0.41	59.98	16.524	20.320	29729.6	2.75	2.95	51.68	1.301	-1.16	59.94	16.524	20.283	29734.7	2.75	2.94	51.29
1.601	-2.01	59.91	16.524	19.423	28898.2	2.75	2.88	52.45	1.901	-2.74	59.89	16.524	18.202	27777.7	2.75	2.81	54.23
2.201	-3.07	59.88	16.524	17.142	26921.2	2.75	2.76	55.62	2.501	-2.80	59.88	16.524	16.633	26680.2	2.75	2.74	55.79
2.801	-2.00	59.88	16.524	16.729	26773.9	2.75	2.75	55.62	3.101	-1.01	59.87	16.524	17.473	27659.8	2.75	2.80	53.64
3.401	-0.33	59.86	16.524	18.393	28624.6	2.75	2.84	51.68	3.701	-0.36	59.84	16.524	19.055	29254.7	2.75	2.87	50.43
4.001	-1.18	59.82	16.524	19.176	29297.0	2.75	2.86	50.25	4.301	-2.50	59.80	16.524	18.761	28789.6	2.75	2.83	51.05
4.601	-3.77	59.78	16.524	18.054	28022.7	2.75	2.78	52.38	4.901	-4.46	59.77	16.524	17.395	27366.6	2.75	2.74	53.57
5.201	-4.32	59.77	16.524	17.002	26771.4	2.75	2.71	55.05	5.501	-3.47	59.76	16.524	17.134	26979.7	2.75	2.73	54.61
5.801	-2.30	59.75	16.524	17.642	27548.7	2.75	2.76	53.45	6.101	-1.37	59.74	16.524	18.290	28223.8	2.75	2.79	52.13
6.401	-1.11	59.73	16.524	18.780	28707.7	2.75	2.82	51.19	6.701	-1.65	59.71	16.524	18.904	28800.9	2.75	2.82	50.94
7.000	-2.76	59.69	16.524	18.647	28507.3	2.75	2.80	51.40									

**Device ID:** TG-10  
**Device Type:** Syn. Gen.

Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)			Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)		
						Efd	Ifd	% Z							Efd	Ifd	% Z
0.000	-7.95	60.00	18.850	18.824	838.7	1.40	1.40	187.06	0.300	-7.94	60.00	18.850	19.212	852.9	1.40	1.41	184.18
0.600	-7.86	60.00	18.850	20.288	892.7	1.40	1.43	176.52	0.900	-7.53	59.99	18.850	21.821	950.3	1.40	1.45	166.43
1.001	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00	1.301	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00
1.601	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00	1.901	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00
2.201	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00	2.501	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00

Project:	EstudioEstabilidadSeneca	<b>ETAP</b>	Page:	28
Location:	Planta Luisa Caceres Arismendi	5.0.3Z	Date:	16-05-2010
Contract:			SN:	85OTI30125
Engineer:	Victor Velasquez	Study Case: TS	Revision:	Base
Filename:	COPIA		Config.:	Normal

**Device ID:** TG-10  
**Device Type:** Syn. Gen.

Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)			Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)		
						Efd	Ifd	% Z							Efd	Ifd	% Z
2.801	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00	3.101	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00
3.401	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00	3.701	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00
4.001	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00	4.301	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00
4.601	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00	4.901	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00
5.201	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00	5.501	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00
5.801	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00	6.101	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00
6.401	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00	6.701	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00
7.000	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00									

**Device ID:** TG11  
**Device Type:** Syn. Gen.

Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)			Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)		
						Efd	Ifd	% Z							Efd	Ifd	% Z
0.000	-7.95	60.00	18.850	18.824	838.7	1.40	1.40	187.06	0.300	-7.94	60.00	18.850	19.212	852.9	1.40	1.41	184.18
0.600	-7.86	60.00	18.850	20.288	892.7	1.40	1.43	176.52	0.900	-7.53	59.99	18.850	21.821	950.3	1.40	1.45	166.43
1.001	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00	1.301	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00
1.601	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00	1.901	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00
2.201	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00	2.501	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00
2.801	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00	3.101	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00
3.401	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00	3.701	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00
4.001	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00	4.301	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00
4.601	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00	4.901	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00
5.201	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00	5.501	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00
5.801	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00	6.101	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00
6.401	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00	6.701	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00
7.000	0.00	0.00	0.000	0.000	0.0	0.00	0.00	0.00									

**Device ID:** TG-20  
**Device Type:** Syn. Gen.

Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)			Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)		
						Efd	Ifd	% Z							Efd	Ifd	% Z
0.000	-12.14	60.00	10.016	10.005	445.8	1.31	1.31	239.41	0.300	-12.13	60.00	10.016	10.234	454.0	1.31	1.32	235.33
0.600	-12.05	60.00	10.016	10.871	477.5	1.31	1.33	224.46	0.900	-11.72	59.99	10.016	11.784	512.0	1.31	1.35	210.11
1.001	-11.52	59.99	10.016	15.349	688.2	1.31	1.50	155.02	1.301	-10.23	59.97	10.016	16.618	742.7	1.31	1.53	142.91
1.601	-8.01	59.94	10.016	17.564	783.7	1.31	1.54	134.66	1.901	-5.79	59.92	10.016	17.838	797.9	1.31	1.54	131.27
2.201	-4.51	59.89	10.016	17.254	776.9	1.31	1.50	133.57	2.501	-4.73	59.87	10.016	15.973	726.3	1.31	1.45	141.46
2.801	-6.50	59.85	10.016	14.229	648.7	1.31	1.38	157.46	3.101	-9.39	59.84	10.016	12.715	584.7	1.31	1.33	173.54
3.401	-12.65	59.83	10.016	11.564	535.9	1.31	1.29	188.58	3.701	-15.40	59.83	10.016	10.951	510.7	1.31	1.28	197.48
4.001	-16.88	59.82	10.016	10.954	513.3	1.31	1.28	196.43	4.301	-16.69	59.82	10.016	11.563	543.1	1.31	1.31	185.76
4.601	-14.90	59.81	10.016	12.661	594.3	1.31	1.35	169.88	4.901	-12.05	59.80	10.016	14.005	655.7	1.31	1.39	153.97





Project:	EstudioEstabilidadSeneca	<b>ETAP</b>	Page:	30
Location:	Planta Luisa Caceres Arismendi	<b>5.0.3Z</b>	Date:	16-05-2010
Contract:			SN:	85OTI30125
Engineer:	Victor Velasquez	Study Case: TS	Revision:	Base
Filename:	COPIA		Config.:	Normal

**Device ID:** TG4  
**Device Type:** Syn. Gen.

Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)			Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)		
						Efd	Ifd	% Z							Efd	Ifd	% Z
0.000	0.22	60.00	24.292	24.212	1186.7	2.07	2.07	88.13	0.300	-0.53	59.99	21.053	24.070	1181.6	2.07	2.07	88.50
0.600	-2.59	59.97	21.053	23.651	1166.8	2.07	2.06	89.57	0.900	-5.35	59.96	21.053	23.015	1145.5	2.07	2.04	91.16
1.001	-6.30	59.96	21.053	25.315	1234.2	2.07	2.12	84.81	1.301	-8.29	59.94	21.053	24.781	1223.9	2.07	2.10	85.01
1.601	-8.62	59.93	21.053	24.417	1217.9	2.07	2.10	85.07	1.901	-7.69	59.91	21.053	24.212	1217.4	2.07	2.09	84.79
2.201	-6.24	59.90	21.053	24.089	1220.3	2.07	2.10	84.26	2.501	-5.00	59.88	21.053	24.011	1225.4	2.07	2.10	83.57
2.801	-4.45	59.87	21.053	23.837	1214.4	2.07	2.09	84.38	3.101	-4.78	59.86	21.053	23.893	1221.7	2.07	2.09	83.66
3.401	-5.82	59.85	21.053	23.987	1228.9	2.07	2.10	83.00	3.701	-7.18	59.83	21.053	24.088	1234.9	2.07	2.10	82.47
4.001	-8.39	59.82	21.053	24.173	1239.1	2.07	2.10	82.08	4.301	-9.06	59.81	21.053	24.226	1241.2	2.07	2.10	81.85
4.601	-9.08	59.79	21.053	24.223	1240.9	2.07	2.10	81.80	4.901	-8.54	59.78	21.053	24.152	1238.3	2.07	2.09	81.89
5.201	-7.78	59.77	21.053	23.893	1214.7	2.07	2.07	83.88	5.501	-7.14	59.76	21.053	23.821	1212.7	2.07	2.07	83.98
5.801	-6.88	59.74	21.053	23.822	1213.8	2.07	2.07	83.87	6.101	-7.07	59.73	21.053	23.924	1218.7	2.07	2.08	83.50
6.401	-7.60	59.72	21.053	24.104	1226.5	2.07	2.08	82.94	6.701	-8.25	59.71	21.053	24.308	1235.0	2.07	2.09	82.32
7.000	-8.76	59.69	21.053	24.477	1242.0	2.07	2.09	81.80									

**Device ID:** TG5  
**Device Type:** Syn. Gen.

Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)			Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)		
						Efd	Ifd	% Z							Efd	Ifd	% Z
0.000	-0.91	60.00	22.580	22.519	1103.8	1.99	1.99	94.76	0.300	-1.27	59.99	21.053	22.708	1111.4	1.99	2.00	94.10
0.600	-2.29	59.98	21.053	23.133	1128.7	1.99	2.01	92.63	0.900	-3.75	59.97	21.053	23.494	1143.7	1.99	2.02	91.33
1.001	-4.30	59.97	21.053	26.095	1244.4	1.99	2.10	84.13	1.301	-5.38	59.95	21.053	26.168	1254.0	1.99	2.10	82.94
1.601	-5.46	59.92	21.053	25.824	1244.5	1.99	2.08	83.15	1.901	-4.93	59.90	21.053	25.111	1220.1	1.99	2.06	84.41
2.201	-4.31	59.89	21.053	24.204	1189.3	1.99	2.03	86.20	2.501	-3.93	59.88	21.053	23.390	1164.0	1.99	2.01	87.69
2.801	-3.96	59.87	21.053	22.788	1136.8	1.99	1.98	89.84	3.101	-4.36	59.86	21.053	22.837	1144.8	1.99	1.99	89.01
3.401	-4.96	59.85	21.053	23.317	1168.3	1.99	2.01	87.07	3.701	-5.56	59.84	21.053	24.034	1199.1	1.99	2.03	84.72
4.001	-5.97	59.83	21.053	24.723	1226.8	1.99	2.05	82.70	4.301	-6.12	59.81	21.053	25.137	1242.0	1.99	2.06	81.57
4.601	-6.01	59.79	21.053	25.133	1240.0	1.99	2.05	81.59	4.901	-5.79	59.78	21.053	24.727	1222.3	1.99	2.03	82.65
5.201	-5.60	59.76	21.053	23.965	1178.1	1.99	1.99	86.12	5.501	-5.56	59.75	21.053	23.410	1156.4	1.99	1.98	87.69
5.801	-5.70	59.74	21.053	23.125	1146.6	1.99	1.97	88.41	6.101	-5.95	59.73	21.053	23.221	1152.4	1.99	1.98	87.96
6.401	-6.20	59.72	21.053	23.656	1171.5	1.99	1.99	86.51	6.701	-6.36	59.71	21.053	24.268	1197.2	1.99	2.01	84.63
7.000	-6.35	59.70	21.053	24.839	1220.3	1.99	2.03	82.97									

**Device ID:** TG6  
**Device Type:** Syn. Gen.

Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)			Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)		
						Efd	Ifd	% Z							Efd	Ifd	% Z
0.000	0.55	60.00	23.339	23.260	1140.1	2.10	2.10	86.34	0.300	-0.02	59.99	21.053	23.278	1141.1	2.10	2.10	86.26
0.600	-1.59	59.98	21.053	23.263	1141.5	2.10	2.10	86.18	0.900	-3.74	59.97	21.053	23.102	1137.3	2.10	2.09	86.42
1.001	-4.50	59.96	21.053	25.482	1228.6	2.10	2.17	80.17	1.301	-6.08	59.94	21.053	25.213	1226.4	2.10	2.17	79.82
1.601	-6.35	59.92	21.053	24.824	1217.1	2.10	2.15	80.05	1.901	-5.65	59.91	21.053	24.355	1204.3	2.10	2.14	80.56

Project:	EstudioEstabilidadSeneca	<b>ETAP</b>	Page:	31
Location:	Planta Luisa Caceres Arismendi	<b>5.0.3Z</b>	Date:	16-05-2010
Contract:			SN:	85OTI30125
Engineer:	Victor Velasquez	Study Case: TS	Revision:	Base
Filename:	COPIA		Config.:	Normal

**Device ID:** TG6  
**Device Type:** Syn. Gen.

Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)			Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)		
						Efd	Ifd	% Z							Efd	Ifd	% Z
2.201	-4.61	59.89	21.053	23.863	1191.6	2.10	2.12	81.09	2.501	-3.75	59.88	21.053	23.468	1183.7	2.10	2.12	81.28
2.801	-3.41	59.87	21.053	23.155	1168.0	2.10	2.10	82.44	3.101	-3.69	59.86	21.053	23.270	1177.9	2.10	2.11	81.54
3.401	-4.45	59.85	21.053	23.593	1194.2	2.10	2.12	80.27	3.701	-5.43	59.84	21.053	23.991	1211.6	2.10	2.13	78.99
4.001	-6.29	59.82	21.053	24.318	1224.8	2.10	2.14	78.04	4.301	-6.80	59.81	21.053	24.465	1229.8	2.10	2.14	77.62
4.601	-6.86	59.79	21.053	24.383	1225.5	2.10	2.14	77.80	4.901	-6.55	59.78	21.053	24.105	1214.2	2.10	2.12	78.44
5.201	-6.08	59.76	21.053	23.616	1182.0	2.10	2.09	80.95	5.501	-5.68	59.75	21.053	23.363	1173.0	2.10	2.09	81.54
5.801	-5.51	59.74	21.053	23.307	1172.3	2.10	2.09	81.56	6.101	-5.63	59.73	21.053	23.486	1180.7	2.10	2.09	80.97
6.401	-5.95	59.72	21.053	23.835	1195.4	2.10	2.11	79.94	6.701	-6.35	59.71	21.053	24.226	1211.4	2.10	2.12	78.85
7.000	-6.67	59.70	21.053	24.524	1223.2	2.10	2.13	78.03									

**Device ID:** TG7  
**Device Type:** Syn. Gen.

Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)			Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)		
						Efd	Ifd	% Z							Efd	Ifd	% Z
0.000	0.72	60.00	23.599	23.518	1152.7	2.11	2.11	85.39	0.300	0.08	59.99	21.053	23.483	1151.7	2.11	2.11	85.46
0.600	-1.64	59.98	21.053	23.336	1147.2	2.11	2.10	85.75	0.900	-4.00	59.97	21.053	23.022	1137.4	2.11	2.10	86.41
1.001	-4.82	59.96	21.053	25.357	1226.9	2.11	2.18	80.28	1.301	-6.55	59.94	21.053	25.001	1222.1	2.11	2.17	80.11
1.601	-6.84	59.92	21.053	24.618	1213.6	2.11	2.15	80.30	1.901	-6.07	59.91	21.053	24.234	1204.8	2.11	2.14	80.56
2.201	-4.89	59.89	21.053	23.864	1197.2	2.11	2.14	80.74	2.501	-3.90	59.88	21.053	23.578	1193.8	2.11	2.13	80.64
2.801	-3.48	59.87	21.053	23.320	1180.1	2.11	2.12	81.64	3.101	-3.77	59.86	21.053	23.423	1189.4	2.11	2.13	80.80
3.401	-4.61	59.85	21.053	23.676	1202.7	2.11	2.14	79.74	3.701	-5.72	59.84	21.053	23.975	1216.3	2.11	2.14	78.72
4.001	-6.70	59.82	21.053	24.216	1226.1	2.11	2.15	77.98	4.301	-7.27	59.81	21.053	24.323	1229.8	2.11	2.15	77.66
4.601	-7.33	59.79	21.053	24.258	1226.5	2.11	2.14	77.78	4.901	-6.95	59.78	21.053	24.044	1217.9	2.11	2.13	78.25
5.201	-6.39	59.77	21.053	23.635	1189.0	2.11	2.11	80.53	5.501	-5.90	59.75	21.053	23.448	1182.6	2.11	2.10	80.94
5.801	-5.69	59.74	21.053	23.420	1182.8	2.11	2.10	80.89	6.101	-5.82	59.73	21.053	23.581	1190.4	2.11	2.11	80.36
6.401	-6.20	59.72	21.053	23.878	1202.9	2.11	2.12	79.49	6.701	-6.69	59.71	21.053	24.204	1216.2	2.11	2.13	78.58
7.000	-7.08	59.69	21.053	24.449	1225.9	2.11	2.14	77.90									

**Device ID:** TG8  
**Device Type:** Syn. Gen.

Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)			Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)		
						Efd	Ifd	% Z							Efd	Ifd	% Z
0.000	3.18	60.00	31.119	30.994	1519.2	2.32	2.32	72.90	0.300	1.54	59.97	23.684	29.940	1480.0	2.32	2.29	74.81
0.600	-2.76	59.95	23.684	27.317	1385.8	2.32	2.22	79.84	0.900	-8.16	59.94	23.684	24.312	1285.5	2.32	2.16	86.01
1.001	-9.91	59.94	23.684	26.180	1357.7	2.32	2.22	81.64	1.301	-13.52	59.93	23.684	24.434	1318.2	2.32	2.20	83.68
1.601	-14.04	59.93	23.684	24.209	1332.6	2.32	2.22	82.55	1.901	-11.96	59.93	23.684	25.326	1391.4	2.32	2.27	78.88
2.201	-8.62	59.92	23.684	27.140	1470.6	2.32	2.33	74.43	2.501	-5.60	59.90	23.684	28.784	1539.5	2.32	2.38	70.83
2.801	-4.17	59.87	23.684	29.365	1552.1	2.32	2.39	70.29	3.101	-4.84	59.85	23.684	28.970	1540.0	2.32	2.37	70.62
3.401	-7.25	59.83	23.684	27.690	1495.6	2.32	2.34	72.53	3.701	-10.38	59.82	23.684	26.159	1443.9	2.32	2.30	74.98
4.001	-13.05	59.81	23.684	25.031	1409.2	2.32	2.27	76.75	4.301	-14.32	59.81	23.684	24.718	1404.7	2.32	2.27	76.98





Project:	EstudioEstabilidadSeneca	<b>ETAP</b>	Page:	24
Location:	Planta Luisa Caceres Arismendi	<b>5.0.3Z</b>	Date:	16-05-2010
Contract:			SN:	85OTI30125
Engineer:	Victor Velasquez	Study Case:	Revision:	Base
Filename:	COPIA		Config.:	Normal

**Device ID:** Gen2  
**Device Type:** Syn. Gen.

Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)			Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)		
						Efd	Ifd	% Z							Efd	Ifd	% Z
0.600	11.92	59.93	11.474	24.988	32781.3	3.20	3.03	47.07	0.900	3.78	59.90	11.474	21.676	29591.7	3.20	2.87	52.08
1.001	0.63	59.90	11.474	19.005	26807.2	3.20	2.72	57.62	1.301	-9.63	59.89	11.474	15.016	23441.0	3.18	2.58	66.04
1.601	-20.69	59.88	11.474	11.092	21069.6	3.18	2.51	73.35	1.901	-31.31	59.89	11.474	7.399	20085.3	3.19	2.52	76.77
2.201	-40.51	59.90	11.474	4.088	20554.3	3.20	2.60	74.85	2.501	-47.63	59.92	11.474	1.337	21966.5	3.21	2.72	69.88
2.801	-52.23	59.94	11.474	-0.555	23549.2	3.23	2.85	65.12	3.101	-54.03	59.97	11.474	-1.266	24661.9	3.23	2.94	62.33
3.401	-52.89	60.00	11.474	-0.600	25054.3	3.21	2.99	61.81	3.701	-48.84	60.02	11.474	1.458	24935.8	3.15	3.00	62.88
4.001	-42.11	60.04	11.474	4.751	24862.5	3.05	3.01	64.07	4.301	-33.21	60.05	11.474	8.995	25441.3	2.90	3.05	63.65
4.601	-23.00	60.05	11.474	13.751	26923.2	2.74	3.11	61.00	4.901	-12.66	60.04	11.474	18.353	28966.5	2.57	3.18	57.19
5.201	-3.51	60.02	11.474	21.985	30811.1	2.43	3.22	53.82	5.501	3.26	59.99	11.474	23.988	31704.9	2.33	3.19	51.99
5.801	6.91	59.97	11.474	24.148	31242.9	2.27	3.08	52.19	6.101	7.21	59.94	11.474	22.710	29464.9	2.25	2.91	54.61
6.401	4.54	59.92	11.474	20.204	26766.5	2.27	2.71	59.28	6.701	-0.36	59.90	11.474	17.238	23721.8	2.31	2.51	66.01
7.000	-6.50	59.89	11.474	14.336	20897.0	2.37	2.34	74.10									

**Device ID:** Gen3  
**Device Type:** Syn. Gen.

Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)			Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)		
						Efd	Ifd	% Z							Efd	Ifd	% Z
0.000	0.22	60.00	16.524	16.434	25852.8	2.75	2.75	59.66	0.300	0.22	60.00	16.524	16.693	26075.1	2.75	2.76	59.19
0.600	0.12	59.99	16.524	17.315	26599.5	2.75	2.79	58.08	0.900	-0.22	59.98	16.524	17.938	27103.2	2.75	2.81	57.03
1.001	-0.41	59.98	16.524	16.105	23810.3	2.75	2.64	66.94	1.301	-0.95	59.98	16.524	16.377	23715.9	2.75	2.64	67.98
1.601	-1.33	59.98	16.524	16.727	23886.1	2.75	2.66	67.99	1.901	-1.58	59.98	16.524	16.767	23775.2	2.75	2.67	68.74
2.201	-1.65	59.98	16.524	16.570	23476.5	2.75	2.66	69.97	2.501	-1.47	59.98	16.524	16.331	23195.3	2.75	2.65	71.12
2.801	-1.03	59.98	16.524	16.271	23131.2	2.75	2.66	71.56	3.101	-0.45	59.98	16.524	16.510	23360.2	2.75	2.68	71.07
3.401	0.02	59.98	16.524	16.986	23786.2	2.75	2.71	70.00	3.701	0.11	59.97	16.524	17.468	24182.4	2.75	2.74	69.03
4.001	-0.37	59.96	16.524	17.686	24308.7	2.75	2.75	68.81	4.301	-1.36	59.95	16.524	17.492	24054.5	2.75	2.73	69.66
4.601	-2.54	59.94	16.524	16.948	23512.2	2.75	2.71	71.35	4.901	-3.45	59.94	16.524	16.291	22928.0	2.75	2.68	73.23
5.201	-3.73	59.95	16.524	15.806	22561.7	2.75	2.67	74.47	5.501	-3.29	59.95	16.524	15.692	22556.3	2.75	2.67	74.55
5.801	-2.31	59.96	16.524	15.975	22888.3	2.75	2.70	73.55	6.101	-1.21	59.96	16.524	16.503	23394.2	2.75	2.73	72.05
6.401	-0.45	59.96	16.524	17.022	23845.9	2.75	2.76	70.77	6.701	-0.35	59.95	16.524	17.309	24056.6	2.75	2.77	70.21
7.000	-0.89	59.94	16.524	17.284	23973.8	2.75	2.76	70.50									

**Device ID:** TG-10  
**Device Type:** Syn. Gen.

Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)			Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)		
						Efd	Ifd	% Z							Efd	Ifd	% Z
0.000	-7.95	60.00	18.850	18.824	838.7	1.40	1.40	187.06	0.300	-7.94	60.00	18.850	19.212	852.9	1.40	1.41	184.18
0.600	-7.86	60.00	18.850	20.288	892.7	1.40	1.43	176.52	0.900	-7.53	59.99	18.850	21.821	950.3	1.40	1.45	166.43
1.001	-7.34	59.99	18.850	18.978	797.1	1.40	1.35	200.63	1.301	-6.86	59.99	18.850	20.076	828.9	1.40	1.36	195.00
1.601	-6.60	59.99	18.850	21.030	860.0	1.40	1.38	189.24	1.901	-6.46	59.98	18.850	21.340	867.2	1.40	1.38	188.47
2.201	-6.44	59.98	18.850	21.074	853.3	1.40	1.37	191.93	2.501	-6.57	59.97	18.850	20.424	826.0	1.40	1.36	198.42

Project:	EstudioEstabilidadSeneca	<b>ETAP</b>	Page:	25
Location:	Planta Luisa Caceres Arismendi	5.0.3Z	Date:	16-05-2010
Contract:			SN:	85OTI30125
Engineer:	Victor Velasquez	Study Case: Perdida Carga 2 Barras	Revision:	Base
Filename:	COPIA		Config.:	Normal

**Device ID:** TG-10  
**Device Type:** Syn. Gen.

Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)			Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)		
						Efd	Ifd	% Z							Efd	Ifd	% Z
2.801	-6.92	59.97	18.850	19.662	795.0	1.40	1.35	206.18	3.101	-7.46	59.97	18.850	19.057	770.0	1.40	1.34	213.07
3.401	-8.10	59.97	18.850	18.792	757.5	1.40	1.34	217.07	3.701	-8.62	59.97	18.850	18.942	760.4	1.40	1.34	217.06
4.001	-8.80	59.97	18.850	19.470	777.6	1.40	1.36	213.27	4.301	-8.51	59.97	18.850	20.232	803.7	1.40	1.37	207.30
4.601	-7.77	59.96	18.850	20.986	830.1	1.40	1.39	201.48	4.901	-6.82	59.96	18.850	21.462	846.8	1.40	1.40	197.95
5.201	-6.00	59.95	18.850	21.473	846.8	1.40	1.40	198.05	5.501	-5.64	59.95	18.850	20.991	828.5	1.40	1.39	202.26
5.801	-5.94	59.94	18.850	20.142	796.1	1.40	1.37	210.21	6.101	-6.86	59.94	18.850	19.143	757.7	1.40	1.36	220.58
6.401	-8.15	59.94	18.850	18.240	722.9	1.40	1.34	231.02	6.701	-9.43	59.94	18.850	17.655	700.6	1.40	1.34	238.36
7.000	-10.32	59.95	18.850	17.551	697.2	1.40	1.35	239.76									

**Device ID:** TG11  
**Device Type:** Syn. Gen.

Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)			Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)		
						Efd	Ifd	% Z							Efd	Ifd	% Z
0.000	-7.95	60.00	18.850	18.824	838.7	1.40	1.40	187.06	0.300	-7.94	60.00	18.850	19.212	852.9	1.40	1.41	184.18
0.600	-7.86	60.00	18.850	20.288	892.7	1.40	1.43	176.52	0.900	-7.53	59.99	18.850	21.821	950.3	1.40	1.45	166.43
1.001	-7.34	59.99	18.850	18.978	797.1	1.40	1.35	200.63	1.301	-6.86	59.99	18.850	20.076	828.9	1.40	1.36	195.00
1.601	-6.60	59.99	18.850	21.030	860.0	1.40	1.38	189.24	1.901	-6.46	59.98	18.850	21.340	867.2	1.40	1.38	188.47
2.201	-6.44	59.98	18.850	21.074	853.3	1.40	1.37	191.93	2.501	-6.57	59.97	18.850	20.424	826.0	1.40	1.36	198.42
2.801	-6.92	59.97	18.850	19.662	795.0	1.40	1.35	206.18	3.101	-7.46	59.97	18.850	19.057	770.0	1.40	1.34	213.07
3.401	-8.10	59.97	18.850	18.792	757.5	1.40	1.34	217.07	3.701	-8.62	59.97	18.850	18.942	760.4	1.40	1.34	217.06
4.001	-8.80	59.97	18.850	19.470	777.6	1.40	1.36	213.27	4.301	-8.51	59.97	18.850	20.232	803.7	1.40	1.37	207.30
4.601	-7.77	59.96	18.850	20.986	830.1	1.40	1.39	201.48	4.901	-6.82	59.96	18.850	21.462	846.8	1.40	1.40	197.95
5.201	-6.00	59.95	18.850	21.473	846.8	1.40	1.40	198.05	5.501	-5.64	59.95	18.850	20.991	828.5	1.40	1.39	202.26
5.801	-5.94	59.94	18.850	20.142	796.1	1.40	1.37	210.21	6.101	-6.86	59.94	18.850	19.143	757.7	1.40	1.36	220.58
6.401	-8.15	59.94	18.850	18.240	722.9	1.40	1.34	231.02	6.701	-9.43	59.94	18.850	17.655	700.6	1.40	1.34	238.36
7.000	-10.32	59.95	18.850	17.551	697.2	1.40	1.35	239.76									

**Device ID:** TG-20  
**Device Type:** Syn. Gen.

Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)			Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)		
						Efd	Ifd	% Z							Efd	Ifd	% Z
0.000	-12.14	60.00	10.016	10.005	445.8	1.31	1.31	239.41	0.300	-12.13	60.00	10.016	10.234	454.0	1.31	1.32	235.33
0.600	-12.05	60.00	10.016	10.871	477.5	1.31	1.33	224.46	0.900	-11.72	59.99	10.016	11.784	512.0	1.31	1.35	210.11
1.001	-11.52	59.99	10.016	10.131	423.0	1.31	1.26	256.83	1.301	-11.04	59.99	10.016	10.769	442.2	1.31	1.27	248.25
1.601	-10.79	59.99	10.016	11.321	460.7	1.31	1.28	239.88	1.901	-10.66	59.98	10.016	11.506	465.5	1.31	1.28	238.41
2.201	-10.65	59.98	10.016	11.355	458.0	1.31	1.28	242.84	2.501	-10.79	59.97	10.016	10.975	442.1	1.31	1.27	251.71
2.801	-11.16	59.97	10.016	10.520	423.6	1.31	1.26	262.74	3.101	-11.72	59.97	10.016	10.145	408.2	1.31	1.25	272.91
3.401	-12.37	59.97	10.016	9.967	400.1	1.31	1.25	279.11	3.701	-12.90	59.97	10.016	10.035	401.1	1.31	1.26	279.38
4.001	-13.07	59.97	10.016	10.337	411.1	1.31	1.27	273.85	4.301	-12.75	59.97	10.016	10.793	427.1	1.31	1.28	264.83
4.601	-11.97	59.96	10.016	11.263	443.9	1.31	1.29	255.76	4.901	-10.95	59.96	10.016	11.585	455.6	1.31	1.30	249.79





Project: EstudioEstabilidadSeneca **ETAP** Page: 27  
 Location: Planta Luisa Caceres Arismendi **5.0.3Z** Date: 16-05-2010  
 Contract: SN: 85OTI30125  
 Engineer: Victor Velasquez Study Case: Perdida Carga 2 Barras Revision: Base  
 Filename: COPIA Config.: Normal

**Device ID:** TG4  
**Device Type:** Syn. Gen.

Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)			Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)		
						Efd	Ifd	% Z							Efd	Ifd	% Z
0.000	0.22	60.00	24.292	24.212	1186.7	2.07	2.07	88.13	0.300	-0.53	59.99	21.053	24.070	1181.6	2.07	2.07	88.50
0.600	-2.59	59.97	21.053	23.651	1166.8	2.07	2.06	89.57	0.900	-5.35	59.96	21.053	23.015	1145.5	2.07	2.04	91.16
1.001	-6.30	59.96	21.053	19.315	916.1	2.07	1.85	117.49	1.301	-8.64	59.97	21.053	18.690	884.0	2.07	1.84	123.07
1.601	-9.79	59.98	21.053	18.833	886.9	2.07	1.86	123.79	1.901	-9.53	59.99	21.053	19.393	903.2	2.07	1.89	122.71
2.201	-8.03	59.99	21.053	20.304	930.6	2.07	1.93	120.19	2.501	-5.85	59.99	21.053	21.408	964.5	2.07	1.97	116.90
2.801	-3.72	59.99	21.053	22.503	998.9	2.07	2.00	113.58	3.101	-2.32	59.98	21.053	23.370	1026.4	2.07	2.03	111.01
3.401	-2.08	59.97	21.053	23.800	1039.5	2.07	2.05	109.88	3.701	-3.07	59.96	21.053	23.666	1033.8	2.07	2.04	110.61
4.001	-4.95	59.95	21.053	23.003	1010.6	2.07	2.03	113.16	4.301	-7.16	59.94	21.053	22.007	977.0	2.07	2.01	117.01
4.601	-9.07	59.94	21.053	20.942	942.7	2.07	1.99	121.25	4.901	-10.22	59.94	21.053	20.064	916.3	2.07	1.97	124.79
5.201	-10.45	59.95	21.053	19.569	903.7	2.07	1.97	126.67	5.501	-9.85	59.95	21.053	19.566	907.2	2.07	1.99	126.44
5.801	-8.73	59.96	21.053	20.039	925.0	2.07	2.01	124.35	6.101	-7.46	59.96	21.053	20.843	952.0	2.07	2.04	121.21
6.401	-6.42	59.96	21.053	21.739	980.5	2.07	2.06	118.01	6.701	-5.86	59.96	21.053	22.470	1002.7	2.07	2.08	115.64
7.000	-5.86	59.95	21.053	22.853	1012.9	2.07	2.09	114.61									

**Device ID:** TG5  
**Device Type:** Syn. Gen.

Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)			Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)		
						Efd	Ifd	% Z							Efd	Ifd	% Z
0.000	-0.91	60.00	22.580	22.519	1103.8	1.99	1.99	94.76	0.300	-1.27	59.99	21.053	22.708	1111.4	1.99	2.00	94.10
0.600	-2.29	59.98	21.053	23.133	1128.7	1.99	2.01	92.63	0.900	-3.75	59.97	21.053	23.494	1143.7	1.99	2.02	91.33
1.001	-4.30	59.97	21.053	20.123	929.1	1.99	1.83	115.83	1.301	-5.74	59.98	21.053	20.087	915.6	1.99	1.83	118.76
1.601	-6.65	59.98	21.053	20.298	916.3	1.99	1.85	119.67	1.901	-6.83	59.98	21.053	20.391	910.9	1.99	1.85	121.39
2.201	-6.25	59.98	21.053	20.479	905.3	1.99	1.86	123.16	2.501	-5.06	59.99	21.053	20.719	906.9	1.99	1.87	123.86
2.801	-3.59	59.99	21.053	21.250	922.0	1.99	1.89	122.59	3.101	-2.25	59.98	21.053	22.087	950.7	1.99	1.93	119.44
3.401	-1.47	59.98	21.053	23.036	984.9	1.99	1.96	115.65	3.701	-1.55	59.97	21.053	23.731	1010.4	1.99	1.98	112.90
4.001	-2.55	59.95	21.053	23.826	1013.9	1.99	1.99	112.54	4.301	-4.26	59.94	21.053	23.188	990.7	1.99	1.97	115.12
4.601	-6.22	59.94	21.053	21.983	947.1	1.99	1.93	120.33	4.901	-7.92	59.94	21.053	20.590	897.7	1.99	1.90	126.91
5.201	-8.93	59.94	21.053	19.443	858.6	1.99	1.88	132.78	5.501	-9.06	59.95	21.053	18.884	841.4	1.99	1.88	135.74
5.801	-8.32	59.96	21.053	19.074	850.7	1.99	1.90	134.66	6.101	-6.99	59.97	21.053	19.965	883.6	1.99	1.93	130.11
6.401	-5.46	59.97	21.053	21.294	930.4	1.99	1.97	123.98	6.701	-4.20	59.96	21.053	22.641	976.5	1.99	2.01	118.43
7.000	-3.59	59.95	21.053	23.552	1006.2	1.99	2.03	115.10									

**Device ID:** TG6  
**Device Type:** Syn. Gen.

Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)			Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)		
						Efd	Ifd	% Z							Efd	Ifd	% Z
0.000	0.55	60.00	23.339	23.260	1140.1	2.10	2.10	86.34	0.300	-0.02	59.99	21.053	23.278	1141.1	2.10	2.10	86.26
0.600	-1.59	59.98	21.053	23.263	1141.5	2.10	2.10	86.18	0.900	-3.74	59.97	21.053	23.102	1137.3	2.10	2.09	86.42
1.001	-4.50	59.96	21.053	19.664	922.6	2.10	1.90	109.85	1.301	-6.39	59.97	21.053	19.353	900.8	2.10	1.90	113.72
1.601	-7.36	59.98	21.053	19.590	905.0	2.10	1.92	114.20	1.901	-7.23	59.99	21.053	19.993	913.4	2.10	1.94	114.17

Project: EstudioEstabilidadSeneca **ETAP** Page: 28  
 Location: Planta Luisa Caceres Arismendi **5.0.3Z** Date: 16-05-2010  
 Contract: SN: 85OTI30125  
 Engineer: Victor Velasquez Study Case: Perdida Carga 2 Barras Revision: Base  
 Filename: COPIA Config.: Normal

**Device ID:** TG6  
**Device Type:** Syn. Gen.

Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)			Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)		
						Efd	Ifd	% Z							Efd	Ifd	% Z
2.201	-6.13	59.99	21.053	20.542	926.2	2.10	1.96	113.59	2.501	-4.44	59.99	21.053	21.201	943.5	2.10	1.99	112.37
2.801	-2.70	59.99	21.053	21.933	965.0	2.10	2.02	110.53	3.101	-1.45	59.98	21.053	22.659	988.2	2.10	2.04	108.41
3.401	-1.09	59.97	21.053	23.215	1006.7	2.10	2.06	106.70	3.701	-1.74	59.96	21.053	23.400	1013.1	2.10	2.07	106.17
4.001	-3.23	59.95	21.053	23.097	1002.7	2.10	2.07	107.29	4.301	-5.15	59.94	21.053	22.348	977.1	2.10	2.05	110.07
4.601	-6.97	59.94	21.053	21.348	943.5	2.10	2.02	113.95	4.901	-8.24	59.94	21.053	20.369	911.7	2.10	2.00	117.94
5.201	-8.71	59.94	21.053	19.681	890.9	2.10	2.00	120.82	5.501	-8.37	59.95	21.053	19.475	886.7	2.10	2.00	121.62
5.801	-7.42	59.96	21.053	19.810	899.9	2.10	2.02	120.17	6.101	-6.19	59.96	21.053	20.583	926.6	2.10	2.05	117.08
6.401	-5.04	59.96	21.053	21.554	958.7	2.10	2.08	113.50	6.701	-4.31	59.96	21.053	22.420	986.3	2.10	2.11	110.56
7.000	-4.15	59.95	21.053	22.922	1001.0	2.10	2.12	109.07									

**Device ID:** TG7  
**Device Type:** Syn. Gen.

Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)			Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)		
						Efd	Ifd	% Z							Efd	Ifd	% Z
0.000	0.72	60.00	23.599	23.518	1152.7	2.11	2.11	85.39	0.300	0.08	59.99	21.053	23.483	1151.7	2.11	2.11	85.46
0.600	-1.64	59.98	21.053	23.336	1147.2	2.11	2.10	85.75	0.900	-4.00	59.97	21.053	23.022	1137.4	2.11	2.10	86.41
1.001	-4.82	59.96	21.053	19.535	920.7	2.11	1.90	110.09	1.301	-6.85	59.97	21.053	19.139	896.3	2.11	1.90	114.31
1.601	-7.85	59.98	21.053	19.374	901.1	2.11	1.92	114.72	1.901	-7.64	59.99	21.053	19.856	913.1	2.11	1.95	114.25
2.201	-6.38	59.99	21.053	20.536	931.0	2.11	1.98	113.05	2.501	-4.54	59.99	21.053	21.325	953.0	2.11	2.01	111.30
2.801	-2.72	59.99	21.053	22.130	977.0	2.11	2.03	109.23	3.101	-1.48	59.98	21.053	22.842	999.3	2.11	2.06	107.26
3.401	-1.22	59.97	21.053	23.303	1014.2	2.11	2.08	105.96	3.701	-2.01	59.96	21.053	23.360	1015.7	2.11	2.08	105.93
4.001	-3.63	59.95	21.053	22.953	1001.8	2.11	2.07	107.42	4.301	-5.60	59.94	21.053	22.171	975.6	2.11	2.05	110.28
4.601	-7.39	59.94	21.053	21.213	944.1	2.11	2.03	113.93	4.901	-8.56	59.94	21.053	20.325	916.2	2.11	2.02	117.44
5.201	-8.91	59.95	21.053	19.735	899.2	2.11	2.01	119.77	5.501	-8.48	59.95	21.053	19.599	897.5	2.11	2.02	120.24
5.801	-7.49	59.96	21.053	19.954	911.1	2.11	2.04	118.76	6.101	-6.30	59.96	21.053	20.688	936.1	2.11	2.07	115.96
6.401	-5.24	59.96	21.053	21.578	964.9	2.11	2.10	112.81	6.701	-4.61	59.96	21.053	22.355	989.2	2.11	2.12	110.29
7.000	-4.53	59.95	21.053	22.800	1001.8	2.11	2.13	109.03									

**Device ID:** TG8  
**Device Type:** Syn. Gen.

Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)			Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Amp	Field (pu)		
						Efd	Ifd	% Z							Efd	Ifd	% Z
0.000	3.18	60.00	31.119	30.994	1519.2	2.32	2.32	72.90	0.300	1.54	59.97	23.684	29.940	1480.0	2.32	2.29	74.81
0.600	-2.76	59.95	23.684	27.317	1385.8	2.32	2.22	79.84	0.900	-8.16	59.94	23.684	24.312	1285.5	2.32	2.16	86.01
1.001	-9.91	59.94	23.684	19.616	1011.2	2.32	1.95	112.86	1.301	-13.82	59.96	23.684	17.833	953.5	2.32	1.94	121.11
1.601	-15.06	59.99	23.684	18.116	977.5	2.32	2.00	119.39	1.901	-13.45	60.01	23.684	20.075	1051.5	2.32	2.08	112.21
2.201	-9.81	60.01	23.684	23.224	1157.4	2.32	2.18	103.01	2.501	-5.65	60.01	23.684	26.506	1262.1	2.32	2.27	95.28
2.801	-2.63	59.99	23.684	28.638	1324.8	2.32	2.32	91.30	3.101	-1.86	59.97	23.684	28.832	1321.6	2.32	2.32	91.83
3.401	-3.45	59.95	23.684	27.287	1262.4	2.32	2.27	96.28	3.701	-6.58	59.94	23.684	24.956	1183.3	2.32	2.22	102.77
4.001	-9.96	59.94	23.684	22.891	1121.3	2.32	2.18	108.49	4.301	-12.39	59.95	23.684	21.763	1096.7	2.32	2.18	110.99



**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

<b>TÍTULO</b>	<b>“ESTUDIO DE ESTABILIDAD DEL SISTEMA DE GENERACION PERTENECIENTE AL SISTEMA ELECTRICO DEL ESTADO NUEVA ESPARTA C.A. (SENECA). ESTADO NUEVA ESPARTA”</b>
<b>SUBTÍTULO</b>	

**AUTOR (ES):**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CÓDIGO CVLAC / E MAIL</b>
Velasquez Patiño, Victor Armando	<b>CVLAC:</b> 19.232.406 <b>E MAIL:</b> aranduryl@gmail.com
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>

**PALÁBRAS O FRASES CLAVES:**

ESTABILIDAD

---

ETAP

---

GENERACION

---

ANGULO

---

TURBOGENERADORES

---

TRANSIENTE

---

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

<b>ÁREA</b>	<b>SUBÁREA</b>
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Eléctrica

**RESUMEN (ABSTRACT):**

Los sistemas eléctricos de potencia son diseñados para operar a valores de voltaje y frecuencia de estado estable para cada caso en particular, cuando estos varían y no ocurre el retorno del sistema a su condición anterior se esta en presencia de la perdida de estabilidad. A pesar de formar parte de un fenómeno de Particular importancia, los eventos que ocurren durante la operación normal y que provocan perturbaciones en los Sistemas Eléctricos de Potencia no son por lo general considerados con precisión para la elaboración de las premisas de manipulación y control de dichos sistemas. . El siguiente estudio es motivado al análisis del impacto por la complejidad y costo que acarrearía la caída y posterior restablecimiento del Sistema Eléctrico de la Isla de Margarita, como consecuencia de una falla en sus unidades de generación empleado para ello herramientas computacionales para la solución a modelos matemáticos.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

**CONTRIBUIDORES:**

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
Ing. Luís Suarez	CVLAC:	11.144.624			
	E_MAIL	acerosilicon@gmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
Ing. Netty Ordaz	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
Ing. Hernán Parra	CVLAC:	4.362.464			
	E_MAIL	hparra@anz.udo.edu.ve			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
Ing. Manuel Maza	CVLAC:	8.266.851			
	E_MAIL	ingmanuelmaza@gmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU

**FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:**

<b>2010</b>	<b>05</b>	<b>24</b>
<b>AÑO</b>	<b>MES</b>	<b>DÍA</b>

**LENGUAJE. SPA**

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

**ARCHIVO (S):**

<b>NOMBRE DE ARCHIVO</b>	<b>TIPO MIME</b>
Estabilidad transiente.doc	Aplicación/msword

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS:** A B C D E F  
G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v  
w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

**ALCANCE**

**ESPACIAL:** Dpto. Generación/SENECA(Margarita) (OPCIONAL)

**TEMPORAL:** Seis Meses (OPCIONAL)

**TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Ingeniero Electricista

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Pregrado

**ÁREA DE ESTUDIO:**

Departamento de Electricidad

**INSTITUCIÓN:**

Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

**DERECHOS**

De acuerdo con el Artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado de la Universidad de Oriente:

“Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad Oriente y solo podrán ser utilizadas para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”

---

Velásquez P. Victor A.

**AUTOR**

---

Ing. Luis Suarez

**TUTOR**

---

Ing. Hernán Parra

**JURADO**

---

Ing. Manuel Maza

**JURADO**

---

Ing. Verena Mercado

**POR LA SUBCOMISION DE TESIS**