

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍAS Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA DE
GENERACIÓN DE LA PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA
BUDARE-PDVSA DISTRITO SAN TOMÉ, ESTADO
ANZOÁTEGUI**

REALIZADO POR:
YASITHER DEL VALLE MUÑOZ STRAKER

Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como requisito parcial
para optar al Título de
INGENIERO ELECTRICISTA

Barcelona, Enero de 2010

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍAS Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA DE
GENERACIÓN DE LA PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA
BUDARE-PDVSA DISTRITO SAN TOMÉ, ESTADO
ANZOÁTEGUI**

ASESORES

Ing. Verena Mercado

Asesor Académico

Ing. José Lurua

Asesor Industrial

Barcelona, Enero de 2010

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍAS Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA DE
GENERACIÓN DE LA PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA
BUDARE-PDVSA DISTRITO SAN TOMÉ, ESTADO
ANZOÁTEGUI**

JURADO

El Jurado hace costar que asignó a esta tesis la calificación de

Ing. Verena Mercado

Asesor Académico

Ing. Herman Parra

Jurado Principal

Ing. Manuel Maza

Jurado Principal

Barcelona, Enero de 2010

RESOLUCIÓN

De acuerdo con el artículo 41 del reglamento de trabajos de grado de la Universidad de Oriente: “Los trabajos de grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento de Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participar al Consejo Universitario, para su autorización”

DEDICATORIA

A Mi Dios y a la Virgen Del Valle, muchas gracias por su bendición a lo largo de la carrera y ayudarme a culminar esta gran meta.

En memoria de mi Abuelo Wellington Straker “Papá Chali”, fuiste mi gran inspiración y este triunfo en gran parte te lo debo a ti.

A mi abuela María de Straker “Mama María”, este triunfo también es tuyo gracias por tu cuidado, comprensión y amor.

A mis padres Ángel Muñoz y Esther Straker, sin ustedes simplemente este triunfo no hubiera sido posible muchas gracias de todo corazón por su amor, comprensión, apoyo, constancia y paciencia, soy una gran persona por ustedes.

A mi hermana Angela Muñoz, gracias por estar allí y por tu apoyo incondicional, cuando más lo necesito así nos separen algunos kilómetros de distancia.

A mi tía Janet Straker, te considero una de las mujeres más fuertes que conozco gracias por existir y apoyarme cada día.

A mis tíos Ysmenia Brito “Meña”, Freddy Straker, Vladimir Trias, Lester Straker, Carlos Straker y Nieves Davis, gracias por su preocupación, apoyo en todo sentido y valores enseñados.

A mis Primos, Reismar Straker, María C. Straker, Karla Staker “Primocha”, Stephanie Straker y Fernando Straker, han sido los mejores cómplices y compañeros especiales que he tenido, los quiero muchísimo.

A Gregory Sotillet, gracias a todo el amor que me das día a día, me mantuviste de pie en los momentos que más lo necesite, Te Amo.

A mis amigas Victoria Guerra, Migdalia Vásquez, Adriana Romero, Karen Reyes y María González “Marie”, gracias por su amistad incondicional y acompañarme a lograr esta meta.

AGRADECIMIENTO

A la Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui y al Departamento de Electricidad por su formación académica y profesional.

A la empresa PDVSA, por darme la oportunidad de formar parte de ella y permitir realizar este trabajo de grado.

A todos los trabajadores de la gerencia de Servicios Eléctricos San Tomé, especialmente al señor Hipólito Pacheco por su valioso aporte en mi formación como profesional y por responder todas las preguntas que les hice.

A mis asesores Ing. Verena Mercado y José Lurua, por su gran colaboración en este trabajo, conocimientos compartidos y consejos para mi inicio como profesional, se que lo hicieron de todo corazón.

A mis amigos y compañeros de estudios: Simón Ramírez, Reina Aguilera, Ronay Guzmán, Mayra Guevara, Luis Daniel Salazar, Jesús León, Gabriela Hernández, Juan Diego Martínez, Losimar Silva, Ilde Celeste, Gabriel Zamora, Ezequiel Castillo, Oriana Castillo, José Colina, Luis Adolfo Brito, Alejandra Salazar, Gabriel Weky, Ángel Patiño, José Jesús Navarro, Rafael Narváez, Adel Calzadilla, Javier Salcedo, Sergio Oropeza Luis Jesús Rodríguez, Pedro Hernández, Daniel Campos, gracias por los momentos especiales.

RESUMEN

En el presente trabajo se realiza un estudio del comportamiento del sistema de generación de los turbogeneradores que conforman el sistema eléctrico de la planta de generación eléctrica Budare PDVSA-Distrito San Tomé. Se describió la situación actual del sistema eléctrico a fin de conocer las características de los equipos que lo conforman, para luego estudiar su filosofía de funcionamiento y control del sistema de generación. Se escogieron dos días de funcionamiento de las unidades turbogeneradoras para analizar el comportamiento de las variables eléctricas de manera general e individual en condiciones normales. Para el análisis de la estabilidad transitoria de los turbogeneradores y de repartición de potencia activa y reactiva, se realizó una simulación utilizando el software computacional ETAP. Para este análisis se creó una base de datos de la planta de generación, establecido cinco escenarios de los cuales dos son con pérdida de generación y tres con fallas trifásicas despejadas a los 300ms después de la perturbación. Durante el periodo de simulación se observó el comportamiento del ángulo del rotor de los generadores en un tiempo de duración de 10 segundos para cada escenario, lo que indico que el sistema tiene estabilidad marginal puesto que logra disminuir sus oscilaciones con el tiempo pero no en los 6 segundos establecidos por la norma IEEE Std.399-1997. Con el fin de garantizar un suministro de energía eléctrica confiable e ininterrumpido a los campos operacionales Budare-San Cristóbal y parte de la ciudad Pariaguan, se recomendó un ajuste de las protecciones a la coordinación actual de los relés del sistema, puesto que el cortocircuito es una de las principales perturbaciones que puede causar inestabilidad en el sistema de generación.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vii
RESUMEN.....	viii
CONTENIDO	ix
LISTA DE FIGURAS	xiv
LISTA DE TABLAS	xvii
CAPITULO I.....	vii
INTRODUCCIÓN	vii
1.1. La empresa	vii
1.1.1 Objetivo de la Empresa	19
1.1.2 Visión de la Empresa.	20
1.1.3 Misión de la Empresa.....	20
1.1.4 Organización de la Empresa.....	20
1.1.5 Ubicación Geográfica de la Empresa.....	22
1.1.6 Relación de la Empresa con la Ingeniería Eléctrica.....	22
1.1.7 Servicios Eléctricos.....	23
1.2 Planteamiento del problema.....	23
1.3 Alcance.....	25
1.4 Objetivos	25
1.4.1 Objetivo General	25
1.4.2 Objetivos Específicos.....	25
1.5 Justificación	26
1.6 Limitación	27
1.7 Metodología	27
1.7.1 Nivel de la Investigación.....	27

1.7.2Diseño de la Investigación	28
1.7.3Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos	28
1.7.4Técnicas de Análisis de Datos	28
CAPITULO II	29
MARCO TEORICO.....	29
2.1Antecedentes	29
2.2Bases teóricas.....	30
2.2.1Generación Distribuida.	30
2.2.2Turbinas a Gas.....	31
2.2.3Control Automático de Generación	33
2.2.3.1Inter-Relación C.A.G. Unidades Generadoras.....	33
2.2.3.2Modos de Control de las Unidades Generadoras.....	34
2.2.3.3Calculo de la Potencia Requerida por la Unidad	35
2.2.3.4Factores que Inhiben el C.A.G.....	35
2.2.4Gobernador de Velocidad	37
2.2.4.1Gobernador Electrónico	40
2.2.4.2Gobernador Numérico.....	42
2.2.4.3Efecto del Droop en un Gobernador	43
2.2.5Sistemas de Excitación.....	46
2.2.5.1Requisitos del Sistema de Excitación	47
2.2.5.2Consideraciones del Generador	47
2.2.5.3Consideraciones del Sistema de Potencia	48
2.2.5.4Elementos del Sistema del Control de Excitación	49
2.2.5.5Tipos de Sistema de Excitación	51
2.2.6Repartición de Carga Real y Reactiva	61
2.2.6.1Funcionamiento con un solo Generador	61
2.2.6.2Carga Reactiva	61
2.2.6.3Repartición de Carga Real kW.....	63
2.2.6.4Sincronización del Generador	63

2.2.7Estabilidad Transitoria	65
2.2.7.1Dinámica del Rotor	66
2.2.7.2Ecuación de Oscilación.....	68
2.2.8Sistemas de Protección.....	69
2.2.8.1Características de un Sistema de Protección.....	70
2.2.8.2Protecciones Principales y Protecciones de Respaldo	71
2.2.8.3Protección de las Líneas de Trasmisión.....	73
2.2.8.4Protección de Generadores.....	75
2.2.8.5Protección del Sistema.	76
CAPITULO III.....	78
SITUACIÓN ACTUAL, FILOSOFIA DE OPERACIÓN Y CONTROL	78
3.1Sistema electrico de la planta de generación budare.....	78
3.1.1Descripción de la Carga Conectadas a la Planta de Generación Budare	82
3.2Filosofía de control	85
3.2.1Modulo de Combinación de Control del Generador	85
3.2.1.1Regulación del Generador y Funciones de Control	87
3.2.1.2Modos de Control de Excitación.....	88
3.2.1.3Droop (Compensación de Corriente Reactiva)	95
3.2.1.4Compensación de Corriente Cruzada.....	96
3.2.1.5La Compensación de Caída de Voltaje (line-drop).....	97
3.2.1.6Modo de Arranque Suave	97
3.2.1.7Funciones de Limitación.....	98
3.2.1.8Seguimiento Interno.....	105
3.2.1.9Funciones de Protección del Generador.....	105
3.2.1.10Sincronización.....	106
3.2.1.13Repartición de Potencia Activa.....	108
3.2.1.14Funciones de Medición	109
3.2.1.15 Redundancia.....	110
3.2.2Gobernador.....	111

CAPÍTULO IV	114
VARIABLES ELECTRICAS Y ESTABILIDAD TRANSITORIA	114
4.1 Variables Eléctricas.....	114
4.1.1 Variables Eléctricas del Sistema Eléctrico.....	115
4.1.1.1 Registro de Variables Eléctricas en el Escenario 1	115
4.1.1.2 Registro de Variables Eléctrica en el Escenario 2	117
4.1.2 Variables Eléctricas de los Turbogeneradores	120
4.1.2.1 Registro de Variables Eléctricas en las Unidades Turbogeneradoras, Escenario 1	120
4.1.2.2 Registro de variables eléctricas en las unidades turbogeneradoras, Escenario 2	123
4.1.3 Influencia de la Temperatura Ambiental en las Unidades Turbogeneradoras .	127
4.2 Estabilidad Transitoria	129
4.2.1 Software Computacional ETAP	129
4.2.2 Datos Requeridos para la Simulación	130
4.2.3 Escenarios de la Simulación.....	131
4.2.3.1 Escenario 1	131
4.2.3.2 Escenario 2	133
4.2.3.3 Escenario 3	135
4.2.3.4 Escenario 4	137
4.2.3.5 Escenario 5	138
CAPITULO V	141
COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.....	141
5.1 Características de los Relés del Sistema Eléctrico	141
5.2 Coordinación de Protecciones.....	142
5.2.1 Criterios para la Coordinación de Protecciones	142
5.2.2 Graficas de Ajuste Actual de la Planta de Generación Budare.....	144
5.2.3 Graficas de Ajuste Recomendado de la Planta de Generación Budare.....	147
CAPÍTULO VI.....	150

ANALISIS Y PROPUESTAS	150
6.1 Análisis de Resultados	150
6.1.1 Variables Eléctricas.....	150
6.1.2 Influencia de la Temperatura Ambiente en los Turbogeneradores	152
6.1.3 Estabilidad Transitoria	152
6.1.3 Protecciones Eléctricas.....	154
6.2 Propuestas y Mejoras para la Planta de Generación Budare.....	154
CONCLUSIONES	156
RECOMENDACIONES	159
BIBLIOGRAFIA CITADA	160
ANEXOS	162

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Organigrama de la Empresa.....	21
Figura 2.1 Generación Distribuida. [4].....	31
Figura 2.2 Estructura de una Turbina a Gas. [5].....	33
Figura 2.3. Diagrama Esquemático Indicando la Relación Generador-Gobernador-Turbina [5].	38
Figura 2.4. Diagrama General del Gobernador [5].	40
Figura 2.5. Modelo de gobernador electrónico. [5]	41
Figura 2.6. Característica Potencia-Frecuencia (Droop). [5].....	44
Figura 2.7. Característica del Droop de dos Generadores. [5].....	45
Figura 2.8. Diagrama de Bloques de los Componentes de un Sistema de Control de Excitación [6].....	46
Figura 2.9. Curva V de una Generador [6].....	48
Figura 2.10. Diagrama de Bloques Funcional de un Sistema de Control de Excitación de un Generador Sincrónico. [7].....	49
Figura 2.11. Sistema de Excitación DC con Regulador de Voltaje Amplidyne [7]....	52
Figura 2.12. Sistema de Excitación de Campo Controlado [7].....	54
Figura 2.13. Sistema de Excitación Alimentado por un Alternador de Rectificación Controlada [7].	55
Figura 2.14. Sistema de excitación sin escobillas [7].	56
Figura 2. 15. Sistema de Excitación con Rectificador Controlada y Fuente de Tensión [7].	57
Figura 2. 16. Sistema de Rectificador con Fuente Compuesta [7].....	58
Figura 2. 17. Sistema de excitación rectificador compuesto controlado GENERREX [7].	60
Figura 2. 18. Protecciones de un Sistema Eléctrico. [10]	72
Figura 2. 19. Líneas Radiales. [10]	74

Figura 3.1. Diagrama Unifilar de la Planta de Generación Budare	78
Figura 3.2. Diagrama de Bloques Simplificado de la Unidad CGCM.....	86
Figura 3.3. Conexiones Actuales del Modulo de Combinación.....	87
Figura 3.4. Diagrama de Bloques del Sistema de Excitación para Rectificadores Rotativos	90
Figura 3.5. Modelo Matemático de Regulación de Factor de Potencia	93
Figura 3.6. Modelo matemático del modo de regulación VAR.....	94
Figura 3.7. Modelo Matemático de Arrancado Suave	98
Figura 3.8. Modelos Matemático del OEL	99
Figura 3.9. Limitación de Sobre-Excitación sin Conexión.....	100
Figura 3.10. Limitación de sobre-excitación con conexión	101
Figura 3.11. Modelo Matemático de UEL	102
Figura 3.12. Curva Típica de Limitación UEL	103
Figura 3.13. Sub-pendiente de Frecuencia y Voltajes de la Rodilla.....	104
Figura 3.14. Modelo Matemático del Gobernador Solar Taurus 60	112
Figura 4.1. Potencia Activa del Sistema	116
Figura 4.2. Corriente de Carga del Sistema	116
Figura 4. 3. Potencia Reactiva del Sistema.....	117
Figura 4.4. Voltaje de la Barra Colectora del Sistema.....	117
Figura 4. 5. Potencia Activa del Sistema	119
Figura 4.6. Corriente de Carga del Sistema	119
Figura 4.7. Potencia Reactiva del Sistema.....	119
Figura 4.8. Voltaje de Barra.....	120
Figura 4.9. Potencia Activa de los Turbogeneradores	121
Figura 4.10. Potencia Reactiva de los Turbogeneradores.....	122
Figura 4.11. Voltaje de Generación de los Turbogeneradores.....	122
Figura 4. 12. Voltaje de Excitación de los Turbogeneradores	122
Figura 4.13. Frecuencia de los Turbogeneradores	123
Figura 4.14. Corriente de Carga de los Turbogeneradores	123

Figura 4. 15. Potencia Activa de los Turbogeneradores	125
Figura 4.16. Potencia Reactiva de los Turbogeneradores	125
Figura 4.17. Voltaje de Generación de los Turbogeneradores.....	125
Figura 4. 18. Voltaje de Excitación de los Turbogeneradores	126
Figura 4.19. Frecuencia de los Turbogeneradores	126
Figura 4 20. Corriente de Carga de los Turbogeneradores	126
Figura 4. 21. Grafica Estándar de Potencia Activa vs. Temperatura Ambiente de las Unidades Turbogeneradoras.....	128
Figura 4.22. Diagrama Unifilar con Escenario 1	132
Figura 4.23. Angulo de Potencia de TG-3 y TG-4.....	132
Figura 4. 24. Diagrama Unifilar con Escenario 2	133
Figura 4. 25. Angulo de Potencia de TG-2, TG-3 y TG-4 en 10 seg.....	134
Figura 4.26. Angulo de Potencia de TG-2, TG-3 y TG-4 en 30 seg	135
Figura 4. 27. Diagrama Unifilar con Escenario 3	136
Figura 4. 28. Angulo de Potencia de TG-2, TG-3 y TG-4.....	136
Figura 4.29. Diagrama Unifilar con Escenario 4	137
Figura 4. 30. Angulo de Potencia de TG-2, TG-3 y TG-4.....	138
Figura 4. 31. Diagrama Unifilar con Escenario 5	139
Figura 4.32. Angulo de Potencia de TG-2, TG-3 y TG-4 a los 10 seg.	139
Figura 4.33. Angulo de Potencia de TG-2, TG-3 y TG-4 a los 30 seg.	140
Figura 5.1. Ajuste Actual de Fase de la Planta de Generación Budare.....	145
Figura 5.2. Ajuste Actual de Neutro de la Planta de Generación Budare.....	146
Figura 5.3. Ajuste Recomendado de Fase de la Planta de Generación Budare	148
Figura 5. 4. Ajuste Recomendado de Neutro de la Planta de Generación Budare....	149

LISTA DE TABLAS

Tabla 3. 1. Características de las Unidades Turbogeneradoras.....	79
Tabla 3.2. Características de Transformadores de Potencia	80
Tabla 3.3 .Características de Interruptores de Potencia	80
Tabla 3.4. Características de Celda de Distribución	81
Tabla 3. 5. Características de Reconectores de Potencia	81
Tabla 3. 6. Características de Reconectores de Potencia	83
Tabla 3.7. Características de Interruptores de Potencia	84
Tabla 3.8. Demanda de los Circuitos de Salida de la Planta de Generación Budare ..	84
Tabla 3. 9. Parámetros de la excitatriz tipo AC8B.....	91
Tabla 3. 10. Parámetros del Gobernador.....	112
Tabla 4. 1. Tabla Comparativa de Potencia Activa.....	127
Tabla 4.2. Impedancia/Modelo del Generador.....	130
Tabla 5. 1. Características de los Relés.....	142

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. La empresa

El 1° de enero de 1976, nació Petróleos de Venezuela S.A. como empresa encargada de asumir las funciones de exploración, producción, manufactura, transporte y mercadeo de los hidrocarburos, de manera eficiente, rentable, segura, transparente y comprometida con la protección ambiental; con el fin último de motorizar el desarrollo armónico del país, afianzar el uso soberano de los recursos, potenciar el desarrollo endógeno y propiciar una existencia digna y provechosa para el pueblo venezolano, propietario de la riqueza del subsuelo nacional y único dueño de esta empresa operadora.

La partida de nacimiento de la principal industria del país quedó plasmada en el decreto presidencial número 1.123 del 30 de agosto de 1975.

PDVSA inicio sus acciones con 12 filiales (finalmente serían tres: Lagoven, Maraven y Corpoven) que absorbieron las actividades de las concesionarias que estaban en Venezuela.

Luego de cinco años de la puesta en marcha del derecho que creó a Petróleos de Venezuela, se logra avanzar en un proceso de consolidación en lo que respecta al manejo del negocio petrolero. Lagoven se encargaba de las operaciones en el occidente y el sur del país; Maraven desplegó su área de influencia en el centro de la nación, mientras que Corpoven se situó en la región oriental.

Asimismo, la compañía estatal se enfocó hacia la Faja del Orinoco, la cual contiene importantes reservas de crudo pesado y extrapesado. Para su explotación, la faja se divide en cuatro áreas o zonas de influencia: Machete, Hamaca (ambos operados en su momento por Corpoven), Cerro Negro (Lagoven) y Zuata (Maraven).

A mediados de los años 80, PDVSA inicia una expansión tanto a nivel nacional como mundial, con la compra y participación en diversas refinerías ubicadas en Europa, Estados Unidos y el caribe.

Para la década de los noventa, PDVSA Inicia un proceso de asociaciones estratégicas destinado a garantizar el inicio y la continuidad de importantes proyectos.

En enero de 1998, Petróleos de Venezuela integra en su estructura operativa – administrativa a las tres filiales que durante más de 20 años habían compartido las operaciones. En este sentido, se crearon tres divisiones funcionales: PDVSA Exploración y Producción, PDVSA Manufactura y Mercadeo, y PDVSA Servicios.

En tal sentido, el negocio de refinación, suministro y comercio es donde se plantea quizá una de las transformaciones más importantes dentro de la corporación energética, por lo que su papel en la cadena de suministro se extenderá a crear una nueva propuesta de valor del producto al cliente, acompañado de un amplio e intensivo despliegue geográfico, y el desarrollo de nuevos segmentos en el mercado.

1.1.1 Objetivo de la Empresa

Llevar adelante actividades en materia de exploración, producción, refinación y comercialización nacional e internacional de crudo, gas natural y productos derivados del proceso de refinación de hidrocarburos. Además, realiza actividades en las áreas

de petroquímica, investigación y desarrollo tecnológico, educación y adiestramiento en sectores vinculados con la industria energética.

1.1.2 Visión de la Empresa.

Ser la cooperación energética de referencia mundial por excelencia.

1.1.3 Misión de la Empresa.

Satisfacer las necesidades de energía de la sociedad, apoyándonos en la excelencia de nuestra gente y tecnologías de vanguardia, y creando el máximo valor para la nación venezolana.

1.1.4 Organización de la Empresa.

Esta corporación se encuentra dirigida por una junta directiva y una Presidencia, seguida por Vicepresidencias corporativas que dirigen las unidades de negocios. En la figura 1.1 se muestra el organigrama de la empresa.

La corporación energética venezolana creó la empresa de PDVSA Petróleo y Gas, la cual está constituida por tres grandes divisiones, dedicadas a las actividades medulares del negocio: PDVSA Exploración y Producción, PDVSA Manufactura y Mercadeo, y PDVSA Servicios. Cada una de estas divisiones a su vez está integrada por diversas empresas y unidades de negocio, ubicadas tanto en Venezuela como en el exterior.

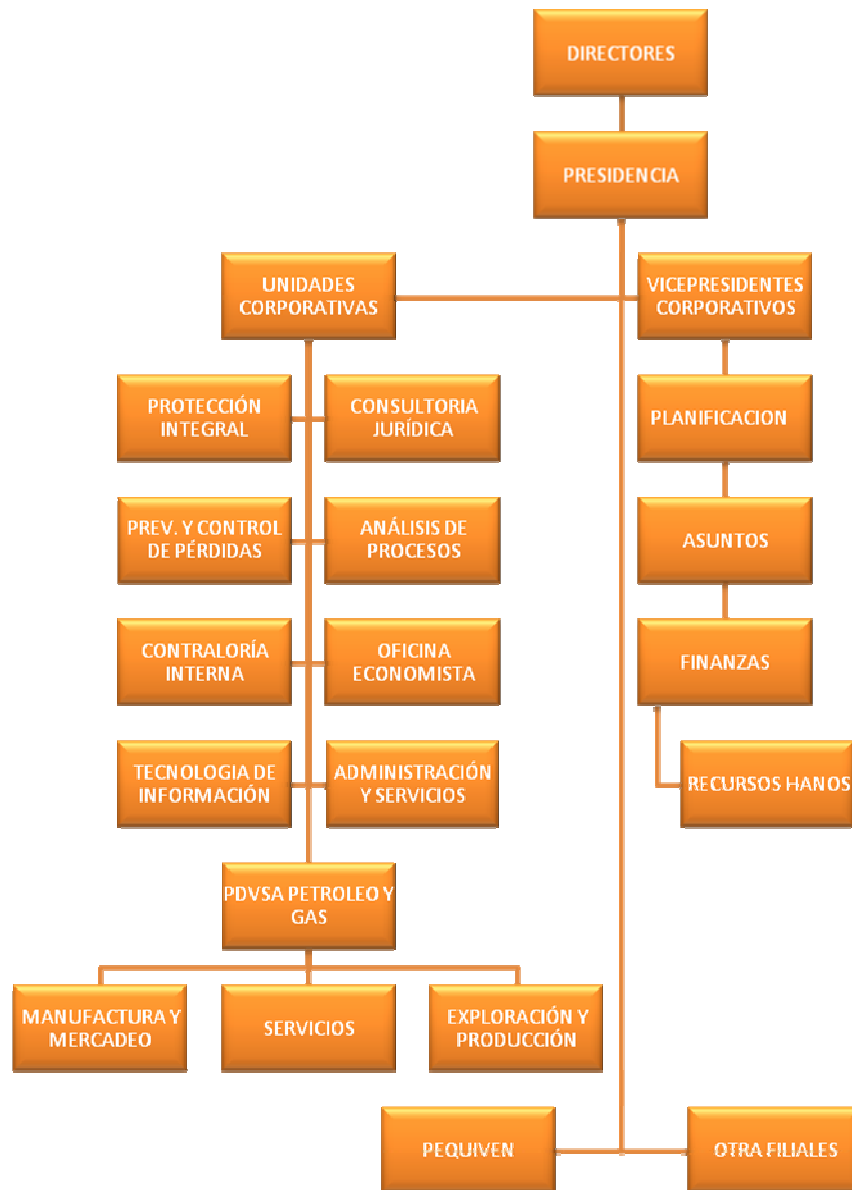


Figura 1.1. Organigrama de la Empresa

Asimismo, existen otras empresas filiales de PDVSA: CIED, Intevep, Palmaven, SOFIP, las cuales tienen como función principal: adiestramiento, capacitación, investigación, desarrollo y apoyo al sector agroindustrial venezolano.

1.1.5 Ubicación Geográfica de la Empresa

La empresa PDVSA, tiene su sede principal en la ciudad de Caracas y está presente en todos los estados petroleros a lo largo de la geografía nacional como lo son: Falcón, Zulia, Lara, Barinas, Apure, Guárico, Anzoátegui y Monagas.

Estratégicamente PDVSA Exploración y Producción se encuentra dividida en tres grandes regiones extendidas a lo largo del territorio venezolano (Occidente, Oriente y Sur) y cada región está dividida en Distritos operacionales, que están liderizados por una Gerencia Distrital, los cuales tienen bajo su responsabilidad la explotación de los diferentes campos a través de las Unidades de Explotación.

PDVSA Oriente se encuentra dividida en cinco Distritos operacionales. Distrito Norte (conformada por el Área Maturín y el Área Punta de Mata), Distrito Morichal, Distrito San Tomé, Distrito Gas Anaco y Distrito Refinación; distribuidos entre los estados Anzoátegui y Monagas.

El Distrito San Tomé es el área donde se desarrolló este trabajo, se encuentra ubicado en la zona sur del estado Anzoátegui, específicamente en San Tomé, Zona Industrial Campo Norte; Municipio Freites. Éste maneja la mayor parte de las operaciones de los estados Anzoátegui, Guárico y parte de Monagas, además se responsabiliza por las áreas de Hamaca, Zuata y Machete, las cuales representan el 80% de la Faja del Orinoco.

1.1.6 Relación de la Empresa con la Ingeniería Eléctrica

PDVSA a través de la autogeneración, convenios y contratos suscritos con el sector eléctrico nacional se provee de la energía oportuna y a óptimo costo, que es requerida por los procesos de producción de crudo, refinación, producción de

Orimulsión y manejo de hidrocarburos, mediante el aprovechamiento óptimo de los recursos asignados, en armonía con el entorno y el medio ambiente, y de acuerdo a las políticas y planes establecidos por la corporación.

1.1.7 Servicios Eléctricos

El proceso de producción de Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), es logrado a través de una cadena de procesos y subprocesos, cuyo eslabón imprescindible lo conforman los sistemas eléctricos. Por lo tanto, es importante garantizar su disponibilidad y confiabilidad a través de la correcta supervisión y control de sus operaciones.

PDVSA Distrito San Tomé, como empresa especializada en la exploración y producción del petróleo y sus derivados, está consciente que para poder lograr sus metas de producción debe contar con un sistema que le supla energía de forma oportuna y en los niveles de calidad que lo requieren sus distintas zonas operativas; por ello cuenta con su propio sistema eléctrico, el cual mantiene a través de la Gerencia de Servicios Eléctricos San Tomé.

Dentro de la estructura organizativa de la Gerencia de Servicios Eléctricos San Tomé, se encuentra el Departamento de Transmisión Eléctrica, éste tiene como objetivo fundamental operar y mantener las redes que conforman el sistema eléctrico de PDVSA en forma eficiente, rentable y segura, administrando los recursos asignados de una manera óptima.

1.2 Planteamiento del problema

Debido a la baja confiabilidad del sistema eléctrico Nacional, producto de los graves problemas de desinversión que confronta el sistema eléctrico y a la necesidad

de nuevas fuentes de energía, la empresa (PDVSA) para cumplir con los objetivos trazados, se ha visto en la necesidad de instalar generación distribuida en el área operacional del Campo Budare, específicamente cuatro (04) unidades móviles de turbogeneración a gas marca SOLAR, modelo Taurus 60, de 5.2 MW, 13.8 kV por cada unidad, conformando así la Planta de Generación Budare con una capacidad instalada de 20,8 MW, para suplir energía eléctrica a los campos operacionales Budare, San Cristóbal y al 70 % de la ciudad de Pariaguan y zonas aledañas. Actualmente, en la Planta de Generación Budare se encuentran funcionando tres (03) unidades turbogeneradores a gas y una en Stand By para mayor confiabilidad del sistema eléctrico Budare–San Cristóbal generando alrededor de 12MW firmes de carga en las horas picos.

En este trabajo se pretende estudiar el funcionamiento de la planta con los (04) turbogeneradores que conforman el sistema eléctrico de la Planta de Generación Budare actualmente la planta presenta problemas al momento de la parada no programada de cualquiera de las unidades turbogeneradoras donde el control automático de generación no es capaz de regular ni controlar de manera óptima, presentando problemas de estabilidad y repartición de carga real y reactiva, originando la salida de servicio de las demás unidades produciendo perturbaciones en el sistema de generación, afectando las operaciones del sistema de producción petrolera.

Para lograr los objetivos de este trabajo se estudiará todo el sistema de generación de los turbogeneradores de la Planta de Generación Budare, revisando el comportamiento de los parámetros eléctricos, tales como potencia activa, potencia reactiva, corriente de carga, voltaje de carga, voltaje de generación, voltaje de excitación, estabilidad transitoria y el ajuste de protecciones puesto que influyen de manera directa en la perturbación de sistema de generación a fin de proponer soluciones que permitan garantizar la continuidad del servicio de energía eléctrica a

los Campos Operacionales de Budare, San Cristóbal y a parte importante de la ciudad de Pariaguan y zonas aledañas.

1.3 Alcance

Este trabajo propone una alternativa que solucione la problemática en la planta de generación Budare referida a la necesidad de establecer un nivel más alto de confiabilidad que garantice el suministro continuo y permanente de la energía eléctrica, para ello es necesario una evaluación de las variables eléctricas de generación tales como: potencia activa, potencia reactiva, frecuencia, voltaje de generación y corriente de excitación. Igualmente se requiere estudiar la estabilidad transitoria, coordinación de protecciones del sistema y condiciones de funcionamiento de las unidades turbogeneradoras.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Estudiar el comportamiento del sistema de generación de la planta de generación eléctrica Budare Distrito San Tomé, Estado Anzoátegui.

1.4.2 Objetivos Específicos

- 1) Describir la situación actual del sistema eléctrico de la planta de generación Budare.
- 2) Revisar variables eléctricas de generación, filosofía de operación y condiciones de funcionamiento real del control de los turbogeneradores.

- 3) Estudiar la estabilidad transitoria de los turbogeneradores mediante simulación.
- 4) Calcular el ajuste de protecciones mediante un software computacional.
- 5) Proponer mejoras para el control automático del sistema de generación y la coordinación de protecciones.

1.5 Justificación

Este trabajo se realizó con la finalidad de solventar la situación actual de los (04) turbogeneradores donde el control automático no regula ni controla las variables de generación presentando problemas de estabilidad y de repartición de carga tanto real como reactiva, ocasionando la salida de servicio de toda la planta, por lo tanto este trabajo permitirá:

- La producción ininterrumpida de barriles de petróleo de los campos operacionales Budare y San Cristóbal, como es sabido de ambos se extrae un porcentaje importante del preciado hidrocarburo, obviamente se trata de una porción importante a la luz del aporte del distrito San Tomé a la producción nacional, lo que contribuye a la ampliación de exportación petrolera.
- Contribuir notablemente a preservar las unidades turbogeneradoras, ya que las mismas están expuestas a daños severos que implican costos, reparaciones e incluso la pérdida total, cuando ocurren contingencia por la falta de suministro de energía eléctrica.

- Tener un efecto considerable desde el punto de vista de la maximización del trabajo realizado por los operarios, puesto que al evitarse la salida de servicio y la optimización del funcionamiento de sistema de generación de los turbogeneradores, ellos dispondrían del tiempo requerido para las operaciones de mantenimiento rutinarios y así mismo minimizar los riesgos a los que estén expuesto los operadores.
- Mejorar sustancialmente el servicio de energía eléctrica que se le presta en un parte importante de la ciudad de Pariaguan y comunidades aledañas, lo que representa un impacto social relevante.

1.6 Limitación

Se verá limitado este trabajo a la hora de manipular y observar alguno de los rangos de las variables de generación de las unidades turbogeneradoras puesto que solo puede acceder el fabricante o personal especializado en el Software que contiene esta información.

1.7 Metodología

1.7.1 Nivel de la Investigación

El trabajo es de nivel descriptivo que consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno o grupo con el fin de establecer su estructura o comportamiento. Los resultados de este tipo de investigación se ubican en un nivel intermedio en cuanto a la profundidad de los conocimientos se refiere.

1.7.2 Diseño de la Investigación

La investigación será de campo para la recolección de información necesaria directamente de la realidad donde ocurren los hechos (datos primarios), sin manipular o controlar variable alguna. También se utilizarán fuentes documentales tales como: hoja de los equipos y diagramas unifilares.

En cuanto a diseño este trabajo será de tipo experimental donde se somete a un objeto o grupo a determinadas condiciones o estímulos, para observar los efectos o reacciones que se producen, para efectos de la investigación estas condiciones serán de operación del sistema mediante simulación con programas computacionales.

1.7.3 Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos

Para este trabajo se utilizó la técnica de análisis documental donde los resultados obtenidos están reflejados en tablas y gráficas arrojados por el simulador utilizado; así como también las variables observadas directamente en tiempo real durante el proceso de esta investigación. El instrumento de recolección de datos será computadoras que sirven como dispositivo o unidad de almacenamiento de los datos y resultados.

1.7.4 Técnicas de Análisis de Datos

Los resultados obtenidos en las simulaciones de estabilidad transitoria y coordinación de protecciones serán analizados en función de las siguientes normas:

- IEEE Std. 399TM – 1997.
- IEEE Std. 242TM – 1986.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1 Antecedentes

Rojas E. [1] en 1986. Realizo un proyecto sobre Control Automático de Generación: Estudio comparativo entre los métodos clásicos y modernos. Tratando uno de los problemas de control más importantes en la operación de los sistemas de potencia, como es el control carga-frecuencia, corrientemente denominado “Control Automático de Generación” y su función básica es mantener el balance de potencia, generación-consumo, del área.

Rojas K. [2] en el 2008. Desarrollo un estudio de la estabilidad de la planta de generación Eléctrica de la Refinería Puerto la cruz, Distrito Social PDVSA Oriente; mediante el uso del software de ingeniería ETAP para realizar la evaluación del comportamiento de cada escenario ante perturbaciones en el sistema, cuyo resultado fue que el sistema mantiene su operación estable, ante los disturbios simulados, cuando se encuentran operando dos turbogeneradores en conjunto con la interconexión RPLC-VALCOR.

Rodríguez J. en el 2009. Desarrolló un ajuste y coordinación del sistema de protecciones de la subestación Guanipa 11/34.5/13.8 kV, con la puesta en funcionamiento de esta subestación en la parte eléctrica surge la necesidad de realizar el ajuste y coordinación de las protecciones instaladas en dicha subestación, ya que tanto los equipos y el personal de la subestación necesitan ser protegidos, para que se pueda garantizar calidad del servicio.

2.2 Bases teóricas

2.2.1 Generación Distribuida.

En la actualidad, el desarrollo tecnológico y la progresiva implantación de nuevas fuentes de micro y mini generación, unidos a los procesos de liberalización del mercado eléctrico en los países desarrollados y los condicionantes de respeto al medio ambiente, hacen que no sea esperable una nueva inversión de esta tendencia en la entrada del nuevo siglo.

No obstante lo anterior, a pesar de este cambio de filosofía de funcionamiento, hoy en día la mayor parte de la potencia eléctrica consumida en el mundo es producida en grandes instalaciones centralizadas, en las cuales fuentes de energía diversas son transformadas en energía eléctrica para su posterior transporte a largas distancias hacia los consumidores finales.

La mayoría de las plantas de generación se encuentran situadas a grandes distancias de los centros de consumo. Por ello, es necesario dotar al sistema de una compleja infraestructura que permita transportar la energía y hacerla llegar a los usuarios en óptimas condiciones para su consumo.

Frente a este modelo tradicional, implantado en las últimas décadas, surge un modelo alternativo en el que la generación de energía se acerca al consumidor, tanto física como virtualmente. Nace así la denominada Generación Distribuida.

La generación distribuida admite diversidad de alcance entre los académicos, quienes suman o restan diferentes caracteres. En general existe acuerdo en incluir a toda fuente de potencia eléctrica conectada a la red de distribución. Los otros caracteres suelen ser:

- No planificada ni despachada centralizadamente.
- Con una potencia instalada límite hasta 50-100 MW.
- La conexión a la red debe ser directa, o bien se admite que la misma se dé a través de instalaciones de los consumidores, e incluso algunos incluyen a la aislada.

En la figura 2.1 se muestra un ejemplo de la implantación de generación distribuida.



Figura 2.1 Generación Distribuida. [4]

2.2.2 Turbinas a Gas

La turbina a gas, comúnmente denominada turbina de combustión, opera utilizando un fluido operante para convertir la energía térmica en energía mecánica, la cual es entregada al generador para convertirse en energía eléctrica.

El principio de operación de una turbina básica se basa en un recipiente de aire comprimido con una abertura, es decir, una boquilla a través de la cual el aire pasa hacia la atmósfera hasta que se agote la presión. Este flujo de aire breve y de alta

velocidad al salir de la boquilla produce una fuerza de reacción momentánea de poca magnitud.

La presión y densidad del aire se aumenta por calentamiento. El resultado de estos aumentos es que el aire calentado que sale del recipiente tiene una alta velocidad, en comparación con el aire comprimido original.

El aire calentado se dirige a una turbina, es decir, el aire choca contra los álabes de forma aerodinámica que están conectados con el borde de un disco. Esto hace que la turbina rote alrededor de su eje longitudinal.

Para suministrar un flujo de aire continuo, se hace una abertura en un extremo del recipiente de forma tal que una bomba mecánica y un compresor se usan para forzar el aire en el recipiente a través de dicha abertura. La turbina es propulsada por aire de alta velocidad se usa a su vez para propulsar el compresor a través de un eje que conecta las dos partes rotatorias.

Hasta este punto, el recipiente solo puede calentar el aire por medio de una fuente de calor externa. Sin embargo, una vez que se introduce el combustible y se prende dentro del recipiente, este se convierte en una cámara de combustión interna. Cuando el aire comprimido entra en la cámara de combustión, refuerza el proceso de combustión y se calienta rápidamente. Luego sale por la boquilla en la forma de gas caliente a alta velocidad que choca contra los álabes de la turbina. Durante el proceso, parte de la energía disponible de los gases es convertida en trabajo útil por la turbina. Aunque la mayor cantidad de trabajo hecho por la turbina se usa para propulsar el compresor, restando una menor proporción del trabajo que se utiliza para dar energía a una carga externa. En la figura 2.2 se puede apreciar la estructura de una turbina con sus ciclos.

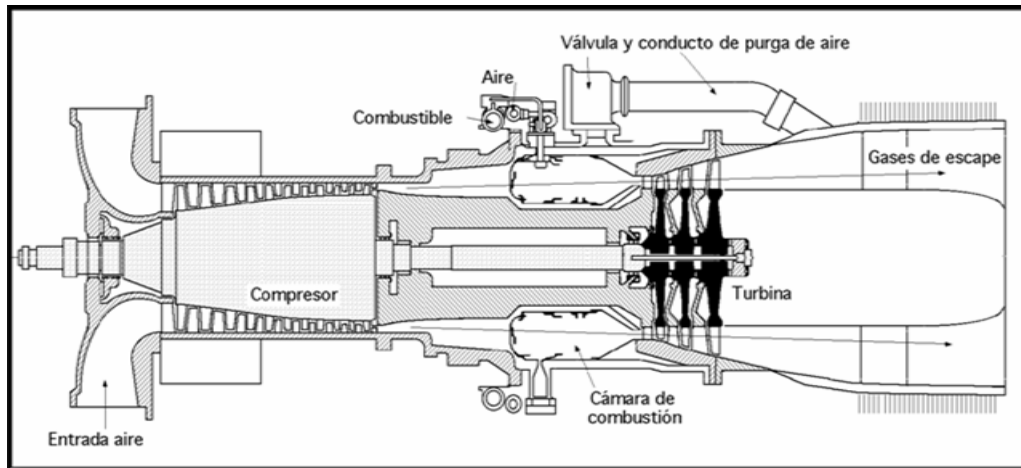


Figura 2.2 Estructura de una Turbina a Gas. [5]

2.2.3 Control Automático de Generación

El control automático de generación identificado con las siglas C.A.G., es un software con un algoritmo básico instalado en tiempo real con un Sistema de Potencia, el cual tiene como objetivo principal ajustar de forma automática la potencia de salida de las unidades generadoras previamente seleccionadas, con la finalidad de mantener la frecuencia programada en el Sistema y/o el intercambio neto programado entre áreas.

El C.A.G tiene como segundo objetivo modificar la potencia entregada por las unidades generadoras en su control, para satisfacer ciertos criterios económicos, por lo cual debe operar conjuntamente con un programa de despacho económico.

2.2.3.1 Inter-Relación C.A.G. Unidades Generadoras

El Control Automático de Generación se encarga de calcular el error de control de área y distribuir este error periódicamente entre las unidades generadoras en control para mantener su consigna, para cumplir esta función el C.A.G. necesita de

una serie de elementos que le permiten mantener una comunicación permanente con las diferentes unidades generadoras. Este se inicia cuando la información de frecuencia, potencia generada, potencia de intercambio, etc., es recogida de los diferentes equipos de medición por las remotas instaladas en las distintas subestaciones y plantas generadoras. Estas remotas mantienen la información almacenada hasta que es requerida por una remota maestra, la cual se encarga de solicitar la información cada cierto intervalo de tiempo (en el orden de los segundos). Una vez solicitada la información, esta es enviada a través de los diferentes equipos de comunicación a la remota maestra ubicada en un Despacho de Carga Central, la cual a su vez transfiere los datos al computador en donde se encuentran instalados los diferentes programas que conforman el C.A.G.

2.2.3.2 Modos de Control de las Unidades Generadoras

Las unidades generadoras pueden estar operando con respecto al C.A.G bajo diferentes modos de control, los modos más utilizados son:

- **Fuera:** La unidad no está sincronizada al Sistema de Potencia y por lo tanto no está bajo el control del C.A.G. Este modo por lo general es automáticamente seleccionado por el C.A.G, cuando sale fuera de servicio la unidad.
- **Disponible:** Al igual que en el modo anterior, la unidad se encuentra fuera de servicio, con la diferencia que la unidad está en condiciones adecuadas para entrar en servicio. La potencia capaz de generar esta máquina es considerada en el cálculo de la reserva de arranque rápido.

- **Manual:** La unidad esta sincronizada pero no está bajo el control del CAG, la potencia de salida es controlada manualmente por el operador de la planta.
- **Base:** La unidad esta sincronizada y bajo el control del CAG, la potencia de salida de la unidad es mantenida por el CAG en un valor constante llamado punto base, el cual es seleccionado por el operador. En este modo la unidad no contribuye a reducir el error de control de área.
- **Automático:** La unidad esta sincronizada y bajo el control del CAG, contribuyendo a corregir el error de control de área. En el cálculo de la potencia requerida por la unidad, intervienen el punto base y el factor de participación suministrado por la función Despacho Económico.

2.2.3.3 Calculo de la Potencia Requerida por la Unidad

Este cálculo es efectuado por el C.A.G atendiendo al modo en que se encuentre la unidad. De los modos explicados anteriormente solamente en el modo automático este cálculo se efectuaría, dado que en los otros modos la potencia de la unidad es seleccionada por el operador.

2.2.3.4 Factores que Inhiben el C.A.G

Existen varios factores que pudieran originar la puesta fuera de servicio del C.A.G, algunos de estos son:

- Si por alguna razón la medición de frecuencia del Sistema se pierde operando el C.A.G en el modo de frecuencia constante se originaría una inhibición del C.A.G, dado que no posee información de la variable que desea controlar. De ahí la

importancia de contar con varias fuentes de medición de las variables de control. Lo mismo sucedería si se pierde la información de los flujos de intercambio operando el C.A.G en el modo de intercambio neto constante.

- Si se poseen varias fuentes de medición de una variable de control y las mismas arrojan mediciones diferentes éste se inhibiría debido a que no podría determinar cuál de las mediciones es la correcta. Por ejemplo, si operando en el modo de frecuencia constante se cuenta con dos mediciones de frecuencia y una mide 59.8 Hz y la otra 60.2 Hz el C.A.G. se inhibirá, dado que al no poder distinguir cual es el valor correcto no podría determinar si la corrección es para bajar o subir potencia.
- Si la medición de frecuencia presenta una desviación mayor a un cierto valor programado el C.A.G se inhibirá. Por ejemplo, supóngase que se selecciona como frecuencia programada el valor de 60 Hz y el valor de 0.4 Hz como la máxima diferencia permisible entre el valor actual y el valor programado de frecuencia. Si en estas condiciones ocurre un evento en el sistema que origine que la frecuencia disminuya a 59.2 Hz, se obtendría una desviación de frecuencia de 0.8 Hz mayor a 0.4 Hz que inhibiría el C.A.G. Esto se debe a que en su concepción el C.A.G tiene como función actuar sobre el gobernador para corregir en forma fina el error de frecuencia llevándola a 60 Hz y garantizar la calidad de la misma. La corrección gruesa de la frecuencia lo debe realizar el gobernador en forma autónoma al detectar una desviación de velocidad. Esto quiere decir que mientras la frecuencia se mantenga desviada con respecto a 60 Hz un valor mayor a 0.4 Hz, el C.A.G no competirá contra la señal de corrección de velocidad ordenada por el gobernador para corregir frecuencia. Por otra parte, si la frecuencia se mantiene desviada en forma permanente un valor grande con respecto a 60 Hz, implica que el gobernador no tiene capacidad para corregir este error, ya sea por no existir

capacidad de regulación o por presentar éste un defecto, por lo tanto no tiene sentido bajo estas circunstancias que el C.A.G ordene sobre el gobernador esta corrección debido a que la misma no será efectuada.

De no contarse con capacidad de regulación para subir o bajar potencia el C.A.G se inhibirá. La capacidad de regulación es la sumatoria de la potencia disponible en las unidades generadoras en control automático para subir o bajar potencia. Por ejemplo, si todas las unidades están operando en su máximo valor de potencia no habrá capacidad de regulación para subir potencia, por lo tanto ante una disminución de la frecuencia que origine un error de control de área para subir potencia esta no se corregirá e inhibirá el C.A.G. En este caso la corrección no se efectuará hasta que se sincronicen nuevas unidades.

En los sistemas de potencia se utilizan ampliamente los sistemas de control automático. En las unidades turbogeneradoras y en buses seleccionados de voltaje regulado se emplean controles locales. Los controles centralizados se emplean en los centros de control de área.

Existen dos controles básicos en un turbogenerador ellos son el regulador de voltaje y el gobernador de la turbina.

2.2.4 Gobernador de Velocidad

El gobernador es un sistema de control asociado a la unidad generadora que permite mantener constante la velocidad de la máquina. En la figura 2.3 se muestra el diagrama esquemático indicando la relación Generador-Gobernador-Turbina, se observa que el gobernador recibe como entrada la señal de velocidad de la máquina y la compara con la velocidad de referencia, si estas son iguales la señal de error será cero indicativo que el gobernador no debe originar cambios en las condiciones de

operación, dado que la máquina está en la velocidad deseada. De ser diferentes estas señales se generará un error, la misma será captada por el regulador que ejercerá la función de control ordenando al accionador a través del servomotor abrir o cerrar la paleta o válvula ya sea una turbina hidráulica o térmica respectivamente. Esta acción permitirá en la turbina incrementar o decrementar la potencia mecánica de la unidad para corregir la desviación de velocidad.

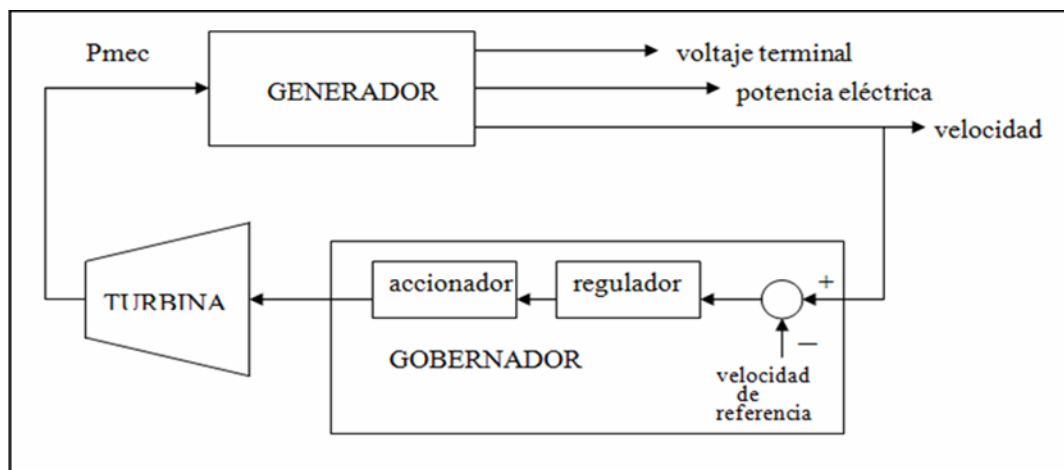


Figura 2.3. Diagrama Esquemático Indicando la Relación Generador-Gobernador-Turbina

[5].

Este recibe como entrada la señal de velocidad de la máquina y la compara con la velocidad de referencia, si estas son iguales la señal de error será cero indicativo que el gobernador no debe originar cambios en las condiciones de operación, dado que la máquina está en la velocidad deseada. De ser diferentes estas señales se generará un error, la misma será captada por el regulador que ejercerá la función de control ordenando al accionador a través del servomotor abrir o cerrar la paleta o válvula ya sea una turbina hidráulica o térmica respectivamente. Esta acción permitirá en la turbina incrementar o decrementar la potencia mecánica de la unidad para corregir la desviación de velocidad.

El gobernador indirectamente permite mantener la frecuencia constante y satisfacer la carga. La ecuación 3.1 muestra la expresión que relaciona la velocidad sincrónica con la frecuencia viene dada por:

$$\text{Velocidad} = \frac{120 \cdot f}{\text{numeros de polos}} \quad (2.1)$$

Al analizar esta expresión se concluye que al ser el número de polos una vez que la máquina está construida un parámetro fijo, una velocidad constante indicará una frecuencia constante, es decir, al controlar la velocidad se garantiza el control de la frecuencia.

De igual forma sucede con el control de la carga, de ocurrir en un sistema eléctrico un incremento de la potencia eléctrica de la carga, se tendrá momentáneamente una potencia eléctrica mayor a la potencia mecánica ($P_e > P_{mec}$), provocando una potencia desacelerante que reducirá la velocidad en la máquina. Esta variación en la velocidad será censada en el gobernador, quien ordenará un incremento en la apertura de paleta o válvula para incrementar la potencia mecánica y de esta forma retornar la velocidad al valor de referencia, este equilibrio se alcanza cuando la potencia mecánica y eléctrica son iguales ($P_{mec} = P_e$), con lo cual se satisface la carga.

El gobernador al igual que los diferentes sistemas de control como la excitatriz ha tenido cambios tecnológicos que han mejorado su comportamiento. Los primeros gobernadores eran enteramente electromecánicos, evolucionando a lo largo de los años a gobernadores de tipo electrónicos, hasta alcanzar los existentes hoy en día de tipo numérico. En principio la estructura de estos gobernadores es similar a la indicada en la figura 2.4, esta consta de una unidad reguladora que tiene como función detectar las variaciones de velocidad de la unidad, de forma tal de originar

una señal de corrección la cual es enviada a la unidad accionadora para corregir la desviación. El accionador está constituido por equipos mecánicos que tienen como función convertir las señales eléctricas del regulador en señales mecánicas para accionar los servomotores y mover las paletas en la turbina. Las diferencias entre los diferentes tipos de gobernador se encuentran a nivel del regulador como se explica a continuación:

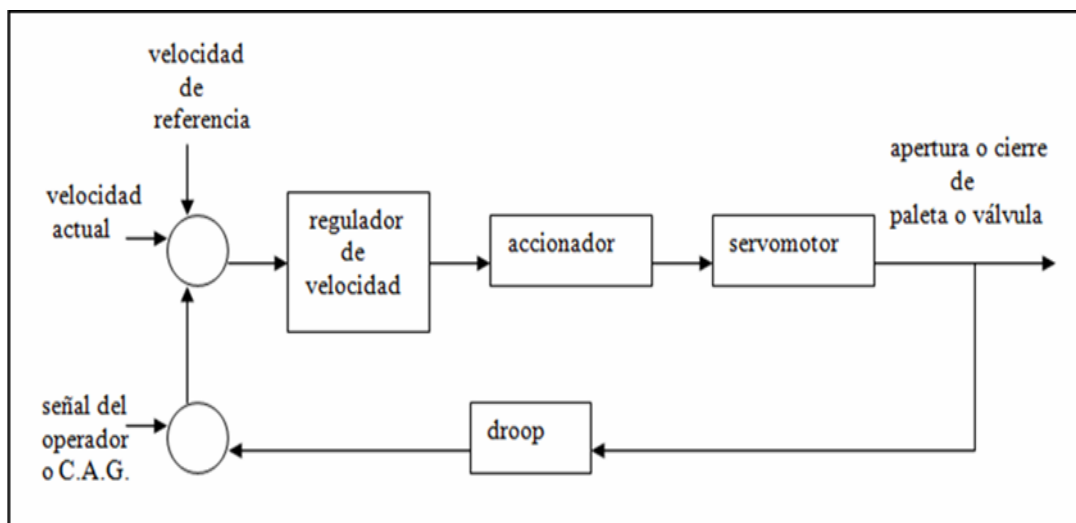


Figura 2.4. Diagrama General del Gobernador [5].

2.2.4.1 Gobernador Electrónico

Esta clase de gobernador sustituyó al gobernador mecánico, puede encontrarse fundamentalmente en Plantas construidas en los años 70, tal es el caso de las unidades generadoras de la Planta Gurí ubicada en el estado Bolívar.

El cambio radical en este gobernador se presenta a nivel del regulador de velocidad, donde los elementos mecánicos fueron sustituidos por componentes electrónicos que le agregaron una mayor velocidad de respuesta y una mayor sensibilidad a variaciones de la velocidad. A pesar de estas mejoras el gobernador

sigue siendo, al compararlo con la excitatriz, un sistema de control lento con tiempos de respuesta en el orden de los segundos. Desde el punto de vista del sistema de regulación los elementos electrónicos permiten tiempos de respuesta en milisegundos; sin embargo, los elementos restrictivos están a nivel del servomotor y en la turbina. Estos componentes son mecánicos y requieren grandes niveles de energía para variar su condición de operación, en este sentido a pesar que el regulador pueda responder en milisegundos, es necesario colocarle constantes de tiempo que permitan una respuesta en segundos, para que la señal de corrección pueda ser seguida por la velocidad de respuesta de los elementos mecánicos.

En la figura 2.5 se muestra este tipo de gobernador representado a través de un modelo matemático. Donde el elemento regulador de velocidad es representado por un proporcional-integrativo-derivativo (PID), el servomotor es modelado por un integrador con su limitador a la salida y cuenta con el lazo de realimentación representado por el droop.

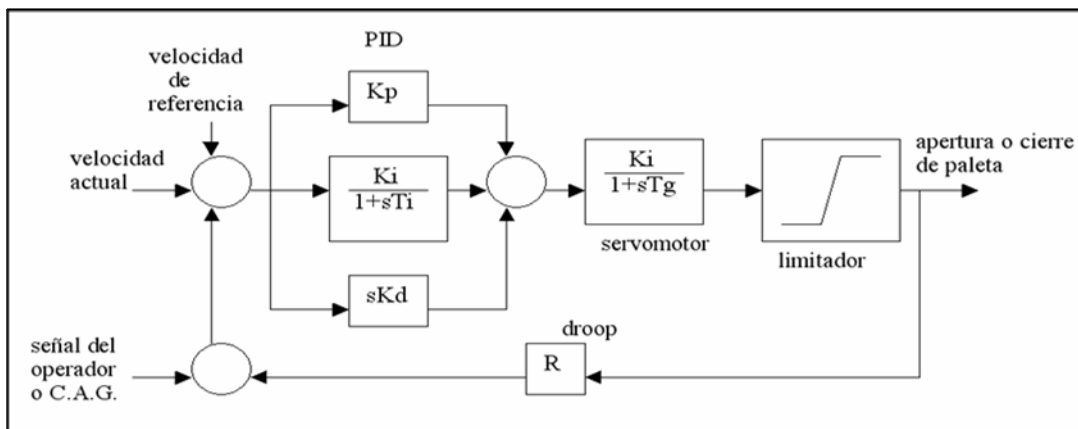


Figura 2.5. Modelo de gobernador electrónico. [5]

2.2.4.2 Gobernador Numérico

Este representa la última tecnología y al igual que en el caso anterior el cambio drástico está a nivel del regulador de velocidad. En el gobernador electrónico el regulador estaba compuesto por tarjetas electrónicas que manejaban señales analógicas, la nueva concepción hacia el gobernador numérico se basa en la digitalización de la señal analógica para convertirla en un número, cuyo valor es procesado por el regulador, que no es más que un microcomputador donde las funciones de transferencia constituidas por componentes electrónicos se convierten ahora en ecuaciones y modelos matemáticos que realizan el cálculo, para una vez obtenida la respuesta convertir este dígito en una señal analógica para ser enviada hacia el accionador. Entre las ventajas que se originan con estos nuevos gobernadores están las siguientes:

- a) Las funciones de transferencia son ecuaciones establecidas en un programa de computación (software), por lo que cambiar su respuesta es sólo cambiar el programa sin alterar el hardware.
- b) Por ser el control a través de un software puede ser cambiado y mantenido a distancia, mediante la utilización de una vía de comunicación como puede ser Internet.
- c) Es fácil acceder las señales internas para su monitoreo en caso de una investigación de falla.
- d) Se puede autodiagnosticar señalando preventivamente cualquier anomalía.

La parte de fuerza constituida por la válvula piloto, servomotores, etc. es en esencia similar en los diferentes gobernadores, lógicamente las técnicas y elementos constructivos han sido mejorados con el fin de tener un mejor comportamiento de

estos. Asimismo, los elementos auxiliares y de control a nivel del accionador, servomotor, entre otros están adaptados a los avances tecnológicos.

2.2.4.3 Efecto del Droop en un Gobernador

El droop se define como la variación de velocidad cuando la unidad pasa de la condición de cero carga a la condición de carga nominal y viene expresado matemáticamente por la pendiente de la característica velocidad/potencia, o partiendo que la velocidad es directamente proporcional a la frecuencia, se puede expresar igualmente por la característica frecuencia/potencia, como se indica en la figura 2.6.

La característica del droop debe definir una pendiente muy pequeña para que la máquina conserve una buena calidad en la regulación. Este efecto se denota al suponer una pendiente muy pronunciada en la característica del droop, esto indicaría que cada vez que la máquina cambia su condición de operación incrementando o decrementando su potencia, la unidad experimentará variaciones significativas en la velocidad que afectarían la frecuencia, desmejorando la calidad del servicio eléctrico. Por el contrario, una pendiente pequeña entre el 2% y el 5% que es el rango normalmente usado para ajustar esta pendiente, permitirá pequeñas variaciones de velocidad al variar la carga, lo cual tendrá poco impacto sobre la frecuencia.

Característica del Droop

- Evitar la sobre corrección de la frecuencia.
- Contribuir a una respuesta más estable.
- Estabilizar la frecuencia por debajo del valor de referencia, en este caso 60Hz.

Las dos primeras características denotan una ventaja en cuanto al uso del lazo de realimentación a través del droop en el gobernador. Sin embargo, la tercera característica presentada da una idea donde el gobernador permita recuperar la frecuencia hasta un valor aceptable de operación, donde el Sistema se encuentre en una condición segura para que luego sea el control automático de generación o el operador quien lleve la frecuencia, dando órdenes al gobernador de anular el efecto del droop, al valor deseado de forma suave y considerando criterios de economía y de capacidad de regulación en el Sistema. Asimismo, el efecto del droop puede determinar cual unidad responderá en mayor medida a disminuir el balance gobernación-carga que se ha creado producto de ese evento, para recuperar la frecuencia al valor seguro que típicamente es dos o tres décimas por debajo o por encima de 60 Hz, ya sea que se haya producido un rechazo de generación o de carga respectivamente.

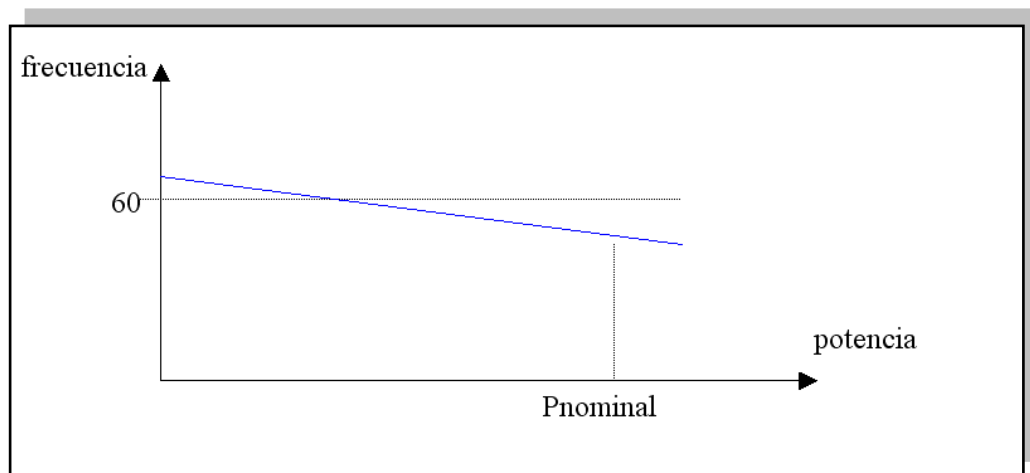


Figura 2.6. Característica Potencia-Frecuencia (Droop). [5]

Este efecto puede visualizarse observando la característica del droop de dos unidades generadores con diferente pendiente como se indica en la figura 2.7.

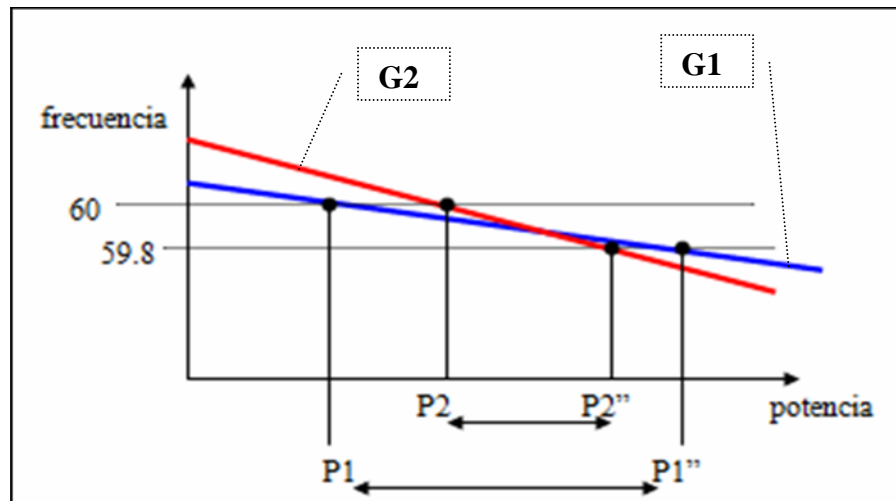


Figura 2.7. Característica del Droop de dos Generadores. [5]

En estas condiciones de producirse un rechazo de generación que origine la respuesta de los gobernadores producto de la actuación de estos, debido a la reducción de velocidad, donde la frecuencia se estabiliza por debajo de 60 Hz, supóngase en este caso 59.8 Hz, el incremento de potencia que cada unidad habrá aportado para eliminar el desbalance generación-carga puede ser controlado a través del droop. Considerando la característica mostrada en la figura 2.7, la potencia habrá aumentado desde un valor P_1 a un valor P_1'' para el generador G1, de forma similar habrá aumentado de P_2 a P_2'' para el generador G2. Obsérvese que la máquina N° 1 por tener menos pendiente y por lo tanto menor droop el incremento de potencia es mayor al compararlo con la máquina N° 2 que tiene mayor droop. De este análisis se concluye que a menor droop mayor será el aporte para subir o bajar potencia que esta unidad puede proporcionar al Sistema ante la ocurrencia de un desbalance generación-carga. De esta manera, si se tiene en un sistema eléctrico dos unidades generadores de la misma capacidad, estas deberían tener el mismo droop, para que las dos aporten potencia en la misma proporción para eliminar el desbalance. Por el contrario, si una de estas unidades es de una capacidad mayor, convendrá colocarle a

ésta un menor droop, para que ésta aporte potencia en mayor proporción para eliminar el desbalance. ^[5]

2.2.5 Sistemas de Excitación

La función básica de un sistema de excitación es para proporcionar corriente directa al campo del devanada de la maquina sincrónica. Además, el sistema de excitación lleva a cabo el control y funciones de protección esencial para el desempeño satisfactorio del sistema de energía mediante el control del voltaje de campo y por lo tanto la corriente de campo.

Las funciones de control incluyen el control de voltaje y flujo de carga reactiva, y el realce del sistema de estabilidad. Las funciones de protección aseguran que los limites de capacidad de los generadores sincrónicos, sistema de excitación, y otros equipos no sean excedidos ^[7].

En la figura 2.8 se describen los componentes de un sistema de control de excitación.

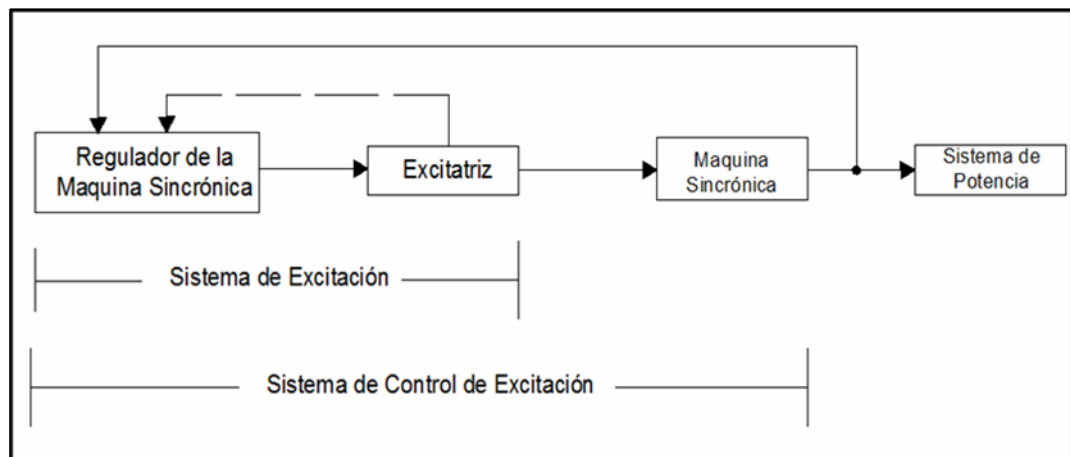


Figura 2.8. Diagrama de Bloques de los Componentes de un Sistema de Control de Excitación [6]

2.2.5.1 Requisitos del Sistema de Excitación

Los requisitos de funcionamiento del sistema de excitación son determinados por las consideraciones del generador sincrónico así como del sistema de potencia.

2.2.5.2 Consideraciones del Generador

El requerimiento básico es que el sistema de excitación suministre y ajuste automáticamente la corriente de campo del generador sincrónico para mantener el voltaje en los terminales a medida que la salida varía dentro de la capacidad continua del generador. Estos requerimientos pueden ser visualizados a partir de las curvas V del generador, las cuales se muestran en la figura 2.9.

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, están limitadas por varios factores: falla por el aislamiento del rotor provocado por excesivo voltaje de campo, recalentamiento del rotor debido a altas corrientes de campo, calentamiento del estator debido a las altas corrientes de carga que circulan por él y calentamiento por exceso de flujo (volts/Hz).

Los límites térmicos tienen características que dependen del tiempo y la capacidad de sobre carga 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.

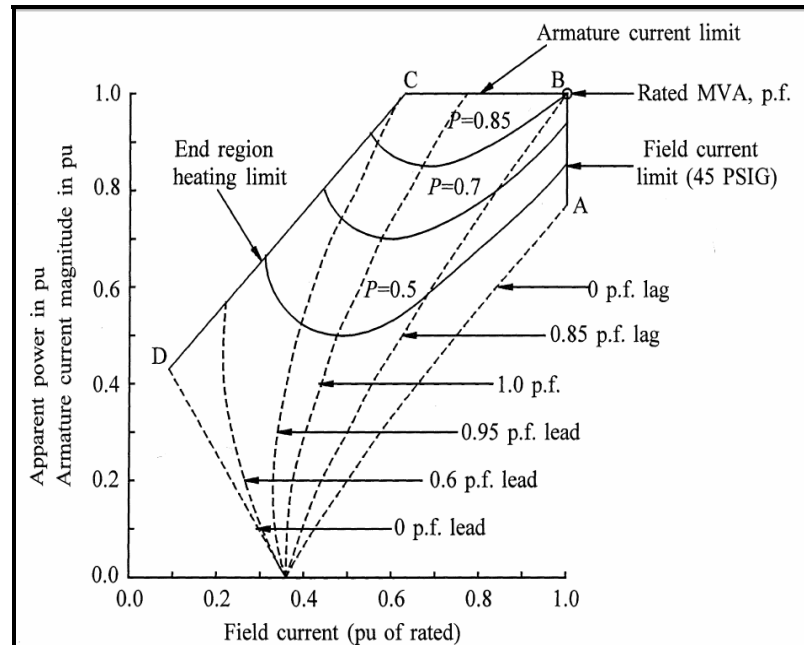


Figura 2.9. Curva V de una Generador [6]

2.2.5.3 Consideraciones del Sistema de Potencia

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. Debe ser capaz 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 funciones anteriormente mencionada el sistema de excitación debe estar en capacidad de lograr los siguientes requerimientos:

- Satisfacer los criterios de respuesta especificado.
- Proveer funciones limitadoras y protectoras con la finalidad de prevenir algún daño a sí mismo, al generador, y a otros equipos.

- Cumplir con los requerimientos especificados para tener mayor flexibilidad de operación.
- Satisfacer el grado de confiabilidad y disponibilidad deseado incorporando el nivel redundancia necesario, detección interna de fallas y capacidad de aislamiento.

2.2.5.4 Elementos del Sistema del Control de Excitación

El sistema de control de excitación de la maquina sincrónica está compuesto por sub sistemas. Estos sub sistemas pueden incluir transductor de voltaje terminal y compensador de carga, elementos de control de excitación, una excitatriz, y en muchos casos un estabilizador del sistema de potencia. En la figura 2.10 se muestra los sub sistemas del sistema de control de excitación.

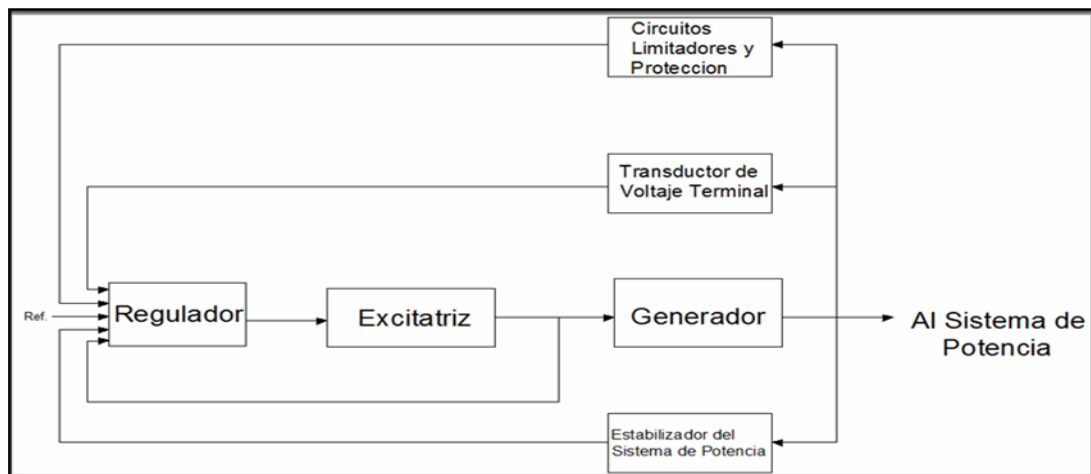


Figura 2.10. Diagrama de Bloques Funcional de un Sistema de Control de Excitación de un Generador Sincrónico. [7]

A continuación se describen cada componente de este sistema de control de excitación:

- Excitatriz: proporciona la energía DC al devanado de campo de la maquina sincrónica.
- Regulador: procesa y amplifica las señales de entrada a un nivel y forma apropiada para el control de la excitatriz. Esto incluye las funciones de estabilización de los sub sistema de regulación y excitación.
- Transductor de voltaje terminal y compensador de carga: recibe la señal de voltaje de los terminales del generador, las rectifica y la filtra convirtiéndola en una señal DC, luego la compara con el valor de referencia el cual representa el volteje terminal deseado. Además, puede ser provista la compensación de carga, si es deseado mantener el voltaje constantemente en algún punto eléctricamente remoto de los terminales del generador.
- Estabilizador del sistema de potencia: provee una señal de entrada adicional al regulador para amortiguar oscilaciones en el sistema de potencia. Algunas señales de entrada comúnmente usadas son desviaciones de velocidad del rotor, aceleración de potencia y desviación de secuencia.
- Circuitos limitadores y de protección: estos incluyen un amplio arreglo de funciones de control y protección los cuales aseguran que los límites de capacidad de la excitatriz y del generador sincrónico no sean excedidas. Algunas de las funciones usadas comúnmente son limitador de la corriente de campo, limitador de excitación máxima, limitador de volteje terminal, regulador y protección V/Hz y limitador de sobreexcitación, circuitos limitadores de mínima corriente de excitación, máxima corriente de excitación y de V/Hz. Normalmente está ubicado en circuitos separados y sus señales de

salidas pueden ser aplicados al sistema de excitación en varios puntos o como una sumatoria de señales o en una compuerta de entrada.

2.2.5.5 Tipos de Sistema de Excitación

Se identifica tres tipos de excitación, basado en la fuente de energía de la excitación.

- Sistema de Excitación (DC): Los cuales utilizan corrientes directas del generador con un conmutador como la fuente de energía del sistema de excitación.
- Sistema Excitación (AC): Los cuales usan una alternador y rectificadores estacionarios o rotativos para producir la corriente directa necesaria por el campo de la maquina sincrónica.
- Sistema de excitación (ST): En los cuales la energía de la excitatriz es suplida a través de transformadores o devanados auxiliares del generador y rectificadores.

Sistema de Excitación DC

Los sistemas de excitación bajo esta categoría utilizan generadores DC como fuente de excitación que proporciona la corriente al rotor de la maquina sincrónica a través de los anillos deslizantes. La excitatriz se acciona por un motor o el eje del generador. Puede ser de tipo autoexcitada o de excitación separada. Cuando es de excitación separada, el campo de la excitatriz es proporcionado por una fuente piloto que comprende un generador de imán permanente.

Los reguladores de voltaje para estos sistemas van desde los de tipo de reóstato hasta los de más reciente data que utilizan varias etapas de amplificadores magnéticos y amplificadores rotativos.

Los sistemas de excitación DC están desapareciendo gradualmente como muchos sistemas viejos están siendo reemplazado por el sistema del tipo AC o estático. En algunos casos, los reguladores de voltaje han sido reemplazados por reguladores electrónicos modernos de estado sólido. La figura 2.11 muestra un esquema simplificado un sistema de excitación DC típico con un regulador de voltaje amplidyne.

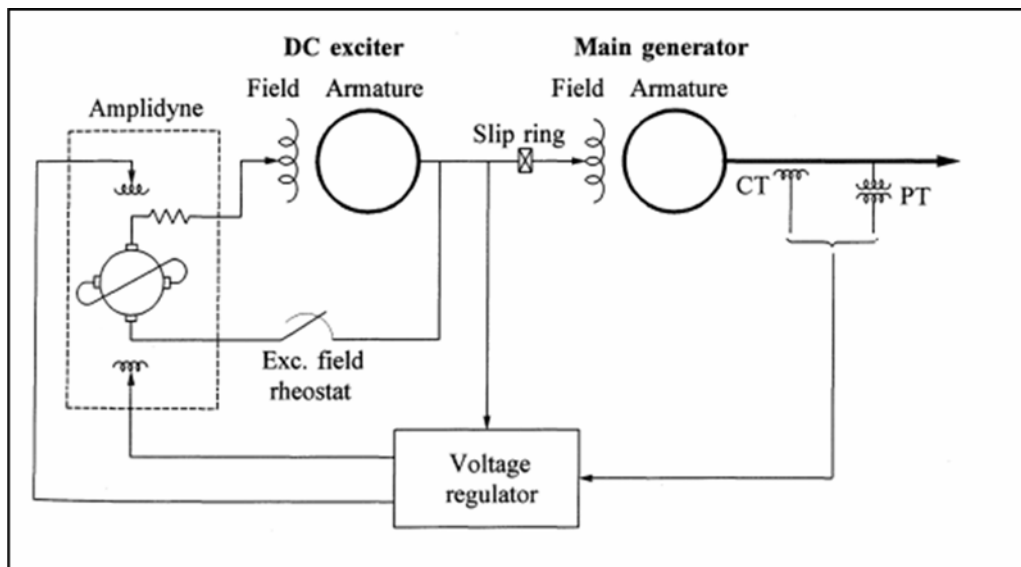


Figura 2.11. Sistema de Excitación DC con Regulador de Voltaje Amplidyne [7].

Éste consiste en una excitatriz conmutadora en DC, la cual proporciona corriente directa al campo del generador principal a través de los anillos rozantes. El campo de la excitatriz es controlado por un amplidyne.

Sistema de Excitación AC

Los sistemas de excitación bajo esta categoría utilizan alternadores (maquinas AC) como principal fuente de energía del generador usualmente, la excitatriz esta en el mismo eje de la turbina del generador. La salida AC de al excitatriz es rectificadora bien sea por rectificadores controlados o no controlados para producir la corriente directa que necesita el campo del generador. Los rectificadores pueden ser de tipo estáticos o rotativos.

Los sistemas de excitación en AC pueden entonces tomar diferentes formas dependiendo del arreglo de los rectificadores, del método de control de la salida de la excitatriz y de la fuente de la excitación para la excitatriz.

Sistemas de Rectificadores Estacionarios.

Con rectificadores estacionarios la salida DC es alimentada al devanado del campo del generador principal a través de los anillos rozantes.

Cuando se utilizan rectificadores no controlados, el regulador controla el campo de la excitatriz AC, el cual, eventualmente controla el voltaje de salida de la excitatriz. Un diagrama unifilar simplificado de un sistema de excitación controlado por el campo rectificador-alternador se muestra en la figura 2.12.

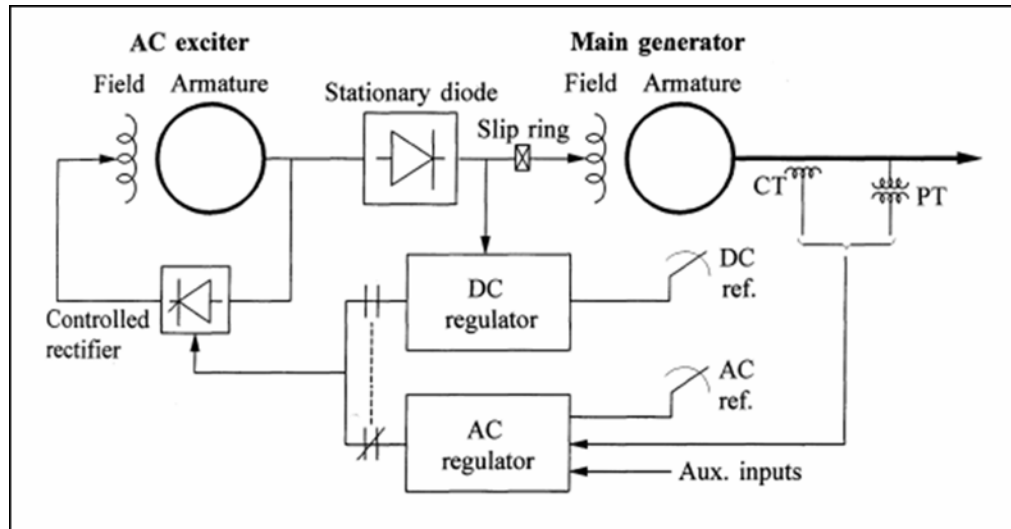


Figura 2.12. Sistema de Excitación de Campo Controlado [7]

En el sistema mostrado, el cual es representativo del sistema de excitación ALTERREX® de General Electric, la excitatriz se acciona desde el rotor del generador principal. La excitatriz es de tipo auto-excitada con su potencia de campo derivada a través de tiristores rectificadores. El regulador de voltaje deriva su energía del voltaje de salida de la excitatriz.

Un sistema de rectificación con alternador de campo controlado utiliza una excitatriz piloto como fuente de potencia de la excitación del campo.

Cuando se utilizan rectificadores controlados (tiristores), el regulador controla directamente el voltaje DC de salida de la excitatriz. La figura 2.13 muestra el esquema de un sistema alimentado por un alternador y de rectificación controlada, típico de un sistema ALTEHYREX® General Electric. El regulador de voltaje controla el disparo de los tiristores. La excitatriz-alternador es de tipo autoexcitada y utiliza un regulador estático de voltaje independiente para mantener su voltaje de

salida. Como los tiristores controlan directamente la salida de la excitatriz, este sistema intrínsecamente proporciona una alta respuesta inicial.

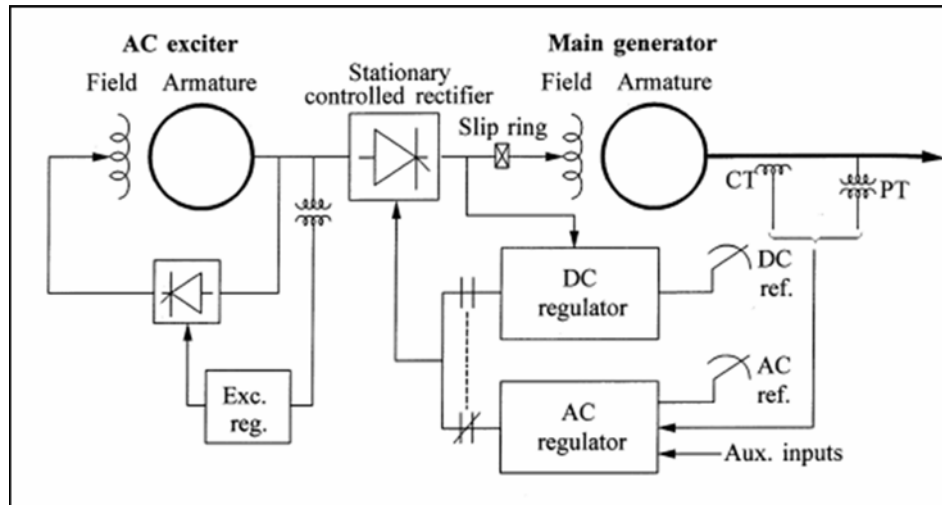


Figura 2.13. Sistema de Excitación Alimentado por un Alternador de Rectificación Controlada [7].

Como se muestra en la figura 2.12 y 2.13, dos modos de regulación independientes son proporcionados: 1) regulador AC para mantener automáticamente el voltaje de los terminales del estator del generador principal a un valor deseado que corresponde con la referencia AC; 2) regulador DC para mantener el voltaje de campo del generador constante al valor indicado por la referencia DC.

Sistema de Rectificadores Rotativos

Con rectificadores rotativos, se elimina la necesidad de anillos deslizantes y escobillas y la salida DC alimenta directamente el campo del generador principal. Como se muestra en la figura 2.14, la armadura de la excitatriz AC y los diodos rectificadores rotan con el campo del generador principal. Una pequeña fuente de excitación piloto, con un rotor de imán permanente (mostrada como N S en la figura

2.14), rota como la armadura de la excitatriz y los diodos rectificadores. La salida rectificada de la excitatriz piloto energiza el campo estacionario de la excitatriz AC. El regulador de voltaje controla el campo de la excitatriz AC, que su vez controla el campo del generador principal.

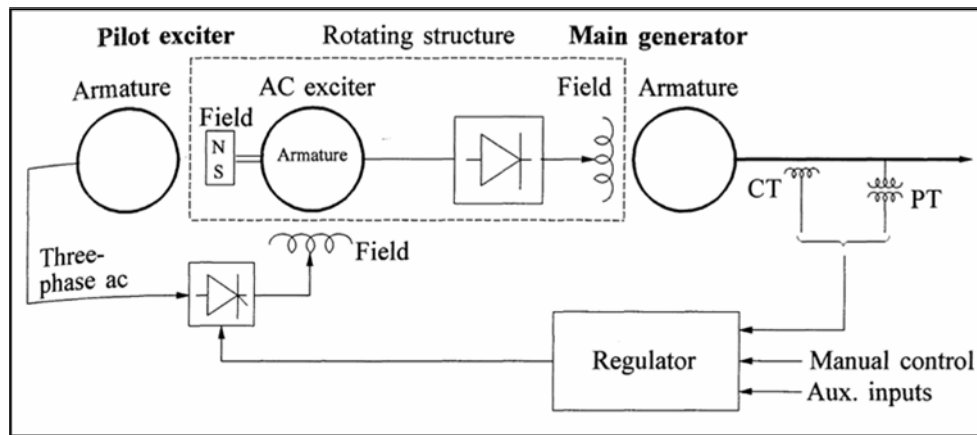


Figura 2.14. Sistema de excitación sin escobillas [7].

Este sistema se conoce como un sistema de excitación sin escobillas fue desarrollado para evitar los problemas por el uso de escobillas las cuales se utilizaron para proveer las grandes corrientes de campo en los generadores muy grandes.

El funcionamiento con altas respuestas inicial de la excitación sin escobillas pueden ser logrados con diseños especiales de la excitatriz AC y forzando alto voltaje del devanado de campo de la excitatriz estática. Un ejemplo de tal sistema es el sistema de excitación sin escobilla de rápida respuesta de Westinghouse.

Los sistemas de excitación si escobillas no permiten mediaciones directas de la corriente o del voltaje del campo del generador. El control manual del voltaje del generador principal es proporcionado por una entrada DC ajustable fijada a los circuitos de tiristores.

Sistema Excitación Estático

Todos los componentes en este sistema son estáticos o estacionarios. Los rectificadores estáticos, controlados o no controlados, proporcionan la corriente de excitación directamente al campo del generador a través de los anillos deslizantes. A continuación se describe los tres modelos de sistema de excitación estática ampliamente usados.

Sistema de Rectificador Controlado y Fuente de Tensión

En este sistema, 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 es regulada por un rectificador controlado, como se muestra en la figura 2.15.

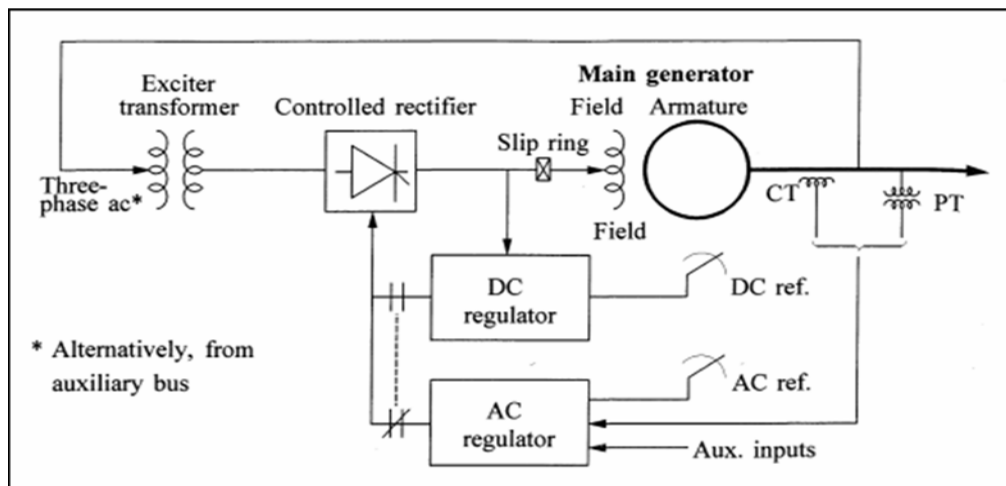


Figura 2. 15. Sistema de Excitación con Rectificador Controlada y Fuente de Tensión [7].

El sistema tiene una constante de tiempo propia muy pequeña. La salida excitación máxima es sin embargo, dependiente del voltaje AC de entrada. Este modelo es de muy fácil mantenimiento y usualmente económico.

Ejemplos de este tipo de sistemas son el SILICOMATIC de Canadian General Electric, el tipo PS de Westinghouse, el sistema estático de fuente de voltaje de General Electric y ABB y los sistemas estáticos de GEC-Eliott, Toshiba, Mitsubitshi e Hitachi.

Sistema de Rectificador con Fuente Compuesta

En este caso la potencia para el sistema de excitación se forma utilizando tanto la corriente como el voltaje del generador principal. Esto puede lograrse mediante la utilización de un transformador de potencial (PPT) y un transformador de corriente saturable (SCT) como se ilustra en la figura XX. Otra alternativa es combinar las fuentes de voltaje utilizando un solo transformador de excitación, llamado transformador de potencial y corriente saturable (SCPT).

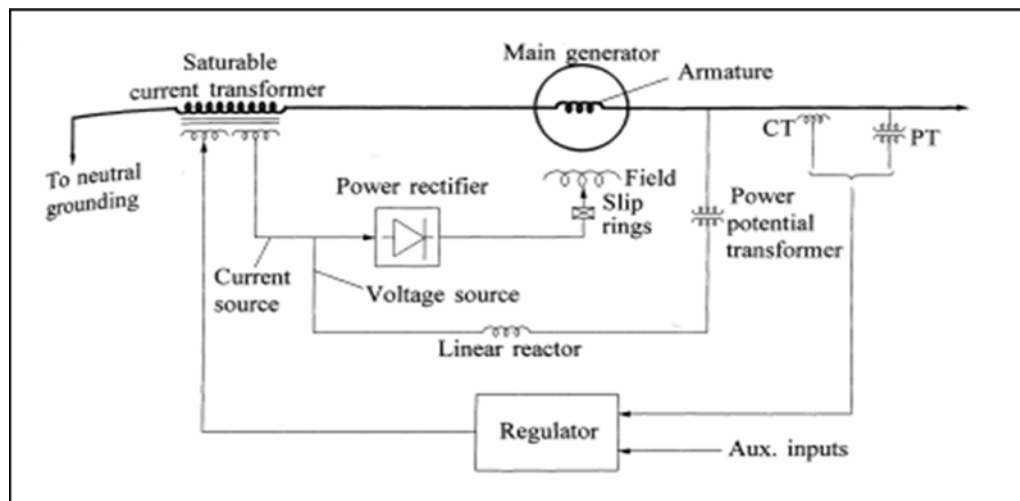


Figura 2. 16. Sistema de Rectificador con Fuente Compuesta [7].

El regulador controla la salida de excitación a través de la saturación controlada del transformador de excitación. Cuando el generador no está alimentando a la carga, la corriente de armadura es cero y la fuente de voltaje suministra toda la potencia de

excitación. En condiciones de carga, parte de la potencia de excitación se obtiene de la corriente del generador. Durante una falla del sistema, con voltaje muy bajo a la salida del generador, la entrada de corriente habilita la excitatriz para forzar el campo y regular la tensión en los terminales. Ejemplos de este tipo de sistemas son el General Electric SCT-PPT y SCPT de regulación estática.

Sistema de Excitación Rectificador Compuesto Controlado

Este sistema utiliza rectificadores controlados en la salida de la excitatriz y la composición de fuentes derivada de voltaje y corriente dentro del estator del generador para propiciar la potencia de excitación. El resultado es una alta respuesta inicial ante fallas inesperada.

Un ejemplo de este tipo de sistema es el GENERREX de General Electric. La figura 2.17 muestra un diagrama unifilar elemental del sistema.

La fuente de voltaje se obtiene de una serie de devanados trifásicos colocados en tres ranuras en el estator del generador y un reactor lineal colocado en serie. La fuente de corriente se obtiene de unos transformadores de corriente colocados en el neutro del devanado del estator. Estas fuentes se combinan a través de la acción del transformador y la salida AC resultante es rectificada por semiconductores estacionarios de potencia. Las funciones de control se realizan por una combinación de diodos y tiristores conectados en forma de un puente en paralelo. Un regulador estático AC controla los circuitos de disparo de la tiristores y de esa manera regula la excitación hacia el campo del generador.

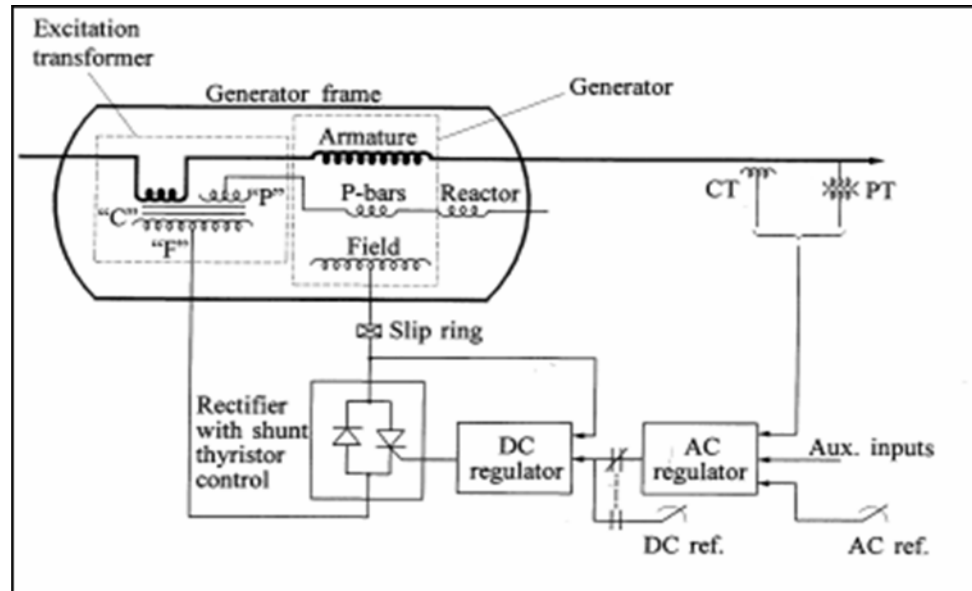


Figura 2. 17. Sistema de excitación rectificador compuesto controlado GENEREX [7].

El transformador de excitación consiste en tres unidades monofásica con tres devanados: dos devanados primarios, corriente (C) y voltaje (P) y devanado de salida secundario (F). Durante condiciones de falla, la corriente de falla circula a través del transformador de excitación (C) proporcionando la capacidad de forzar el campo cuando el voltaje a la salida del generador está en un nivel bajo.

Circuito Campo Centelleante para Excitatrices Estáticas

Puesto que la fuente de potencia de un sistema de excitación es el mismo generador, es en efecto autoexcitado. El generador no puede producir ningún voltaje hasta que exista cierta corriente de campo. Entonces es necesario tener otra fuente de potencia por algunos segundos para inicialmente proporcionar corriente de campo y energizar el generador. Este proceso de inicializar el flujo en el campo del generador se llama campo centelleante. Una fuente usual de campo centelleante es una batería estacionaria [7].

2.2.6 Repartición de Carga Real y Reactiva

La repartición de carga se refiere al funcionamiento de dos o más fuentes de potencia que comparten la carga en una barra colectora común. El sistema de control de combustible controla la repartición de carga real o kW, el sistema regulador de voltaje controla la repartición de carga reactiva o kVAR.

2.2.6.1 Funcionamiento con un solo Generador

Cuando la instalación dispone solamente de un generador, no es posible compartir la carga con ninguna otra fuente de potencia. Con esta configuración, el regulador de voltaje necesita mantener su voltaje de régimen en los terminales del generador. A esto se lo conoce como funcionamiento isócrono.

2.2.6.2 Carga Reactiva

Cuando dos o más generadores están funcionando en paralelo, cada generador tiene que tomar su parte proporcional de carga reactiva.

La corriente reactiva circula entre los generadores que funcionan en paralelo debido a la naturaleza inductiva de las maquinas. Esta corriente esta “desfasada” con respecto a la corriente de línea y no tiene energía útil, pero contribuye al calentamiento en el generador y los cables de interconexión. La corriente reactiva da como resultado la carga reactiva, a menudo conocida como carga kVAR, y debe ser compartida entre los generadores. De lo contrario, una maquina tomara más de la carga permitida, lo cual la acercará más hacia sus escalas de corrientes y temperaturas máximas, evitará que tome su parte de la carga real (o kW).

Repartición de la Carga en el Modo de Caída de Voltaje

El modo caída de voltaje se utiliza para alcanzar la repartición de carga reactiva manualmente cuando el generador funciona en paralelo con la energía eléctrica de la red pública. Se puede ajustar mediante un potenciómetro de ajuste de voltaje para incrementar o reducir la cantidad de carga reactiva tomada por los generadores. Esto es lo mismo que incrementar o reducir el factor de potencia del generador.

Repartición de la Carga sin Caída de voltaje (Compensación de Corriente Cruzada)

La compensación de corriente cruzada permite compartir la carga reactiva sin caída de voltaje mediante la disposición de cada generador para comunicar su estado de repartición de carga con los demás generadores conectados en paralelo a la barra colectora de carga. Existe un transformador de corriente. Conocido como el transformador de compensación de corriente cruzada montado en alguna de las tres fases de salida de potencia del generador. La salida de potencia de este transformador de corriente es proporcional a la corriente reactiva producida por el generador, y se divide en dos trayectos. La corriente en el primer trayecto se aplica a la resistencia de carga en el regulador de voltaje. La corriente en el segundo trayecto fluye a través de un bucle de corriente cruzada que incluye las resistencias de carga de los demás generadores conectados en paralelo, pero en la dirección opuesta a la potencia de salida del transformador de compensación de corriente cruzada de dichos generadores. Cuando todos los generadores comparten la carga reactiva equitativamente, los dos flujos de corriente a través de cada resistencia de carga están igualmente en oposición, por lo que el voltaje de salida del generador permanece en el valor específico.

2.2.6.3 Repartición de Carga Real kW

De la misma manera que el regulador de voltaje lleva a cabo la repartición de VAR, otro sistema tiene que llevar a cabo la repartición de carga de Watts/carga (KW/MW). El sistema regulador de la turbina se encarga de esto y tiene dos modos diferentes que son velocidad constante o velocidad regula.

Velocidad Constante

El modo constante o isócrono se suele utilizar únicamente en instalaciones costa afuera en donde los generadores van conectados en paralelo a las otras turbinas con los sistemas reguladores.

Regulación de Velocidad

Al igual que en el regulador de voltaje, un porcentaje de regulación (o caída) de velocidad, en vez de voltaje en este caso, va incluido en los controles.

Este modo de velocidad regulada se utiliza cuando la turbina va conectada a la red eléctrica comercial principal. No obstante, el modo de velocidad regulada se utilizaría en una instalación costa afuera si hubiera que conectar el generador a otros generadores con sistema reguladores diferentes. Una vez realizada la conexión en paralelo, se debe equilibrar la carga de las turbinas manualmente.

2.2.6.4 Sincronización del Generador

Cualquier generador conectado a una barra colectora activa debe estar sincronizado con la barra colectora de manera que puede funcionar en paralelo con los otros generadores o la red eléctrica comercial. El hecho de conectar el generador

directamente a la barra colectora, sin sincronización, probablemente dañe el generador y su accionador.

Relación de Fase

Si la relación de fase entre dos máquinas se encuentra entre más o menos veinte grados eléctricos, la fuerza requerida para sincronizar a una con la otra es casi imperceptible. Sin embargo, si la diferencia es grande (siendo 180 grados de separación de fase el peor de los casos, donde el voltaje positivo de cresta y el de la otra máquina está en su voltaje negativo de cresta), la fuerza rotacional ejercida entre ellas será mucho más potente.

Desincronización

El generador trifásico está sujeto a las mismas fuerzas, tiene tres fases en vez de una, lo cual añade complejidad al problema. Se conoce que las desincronizaciones violentas han llegado a arrancar al generador de sus montajes y a dañar gravemente el accionador. De manera que para evitar daños, es fundamental sincronizar el generador de entrada a una barra colectora activa.

Parámetros de Sincronización

Una sincronización exitosa implica que se deben ajustar los tres parámetros de voltaje, frecuencia y ángulo de fase del generador de entrada para igualar los mismos parámetros de la barra colectora de carga, siempre y cuando hayan sido activados por los otros generadores o por el suministro de energía eléctrica comercial.

El voltaje se ajusta incrementando o disminuyendo la corriente de excitación y la frecuencia se ajusta incrementando o disminuyendo la velocidad de la turbina. El

ajuste del ángulo de fase es la igualación que consiste en que las formas de onda del generador de entrada deben subir o bajar con la misma frecuencia y al mismo tiempo que sus fases correspondiente a la barra colectora [8].

2.2.7 Estabilidad Transitoria

El comportamiento dinámico de los sistemas de potencia abarca dos tipos de estudios de estabilidad. La estabilidad en régimen permanente hace referencia a la capacidad del sistema de permanecer en sincronismo ante perturbaciones de poca magnitud y de desarrollo lento, como por ejemplo, los cambios en la potencia demandada. Una extensión del anterior concepto lo constituye la estabilidad dinámica que trata sobre aquellas alteraciones de pequeña magnitud pero que permanecen durante largos periodos de tiempo. La estabilidad transitoria estudia las perturbaciones de gran magnitud que aparecen de forma súbita, fallas, pérdida de generación, deslastre brusco de carga, entre otros. Los estudios de estabilidad transitoria son normalmente efectuados por los departamentos de planificación de las compañías de transporte cuando se añaden nuevas instalaciones al sistema existente. En estos estudios se emplean modelos dinámicos extensivos en los que se incluye los sistemas de control de las turbinas, de los generadores y en los que se trata de comprobar si el sistema puede soportar las perturbaciones comentadas.

Un sistema de potencia se encuentra en estado estable cuando todas las magnitudes medidas o calculadas que describen su operación se pueden considerar constantes. En esta situación, la magnitud de una perturbación se ve reflejada en la capacidad de poder linealizar las ecuaciones diferenciales que lo describen, en una perturbación de gran magnitud dichas ecuaciones no pueden ser linealizadas. Un sistema es estable si después de una perturbación regresa a las condiciones iniciales, sin embargo, si se alcanza una condición de operación significativamente diferente se dice que el sistema es transitoriamente estable. Los estudios de estabilidad son, por

tanto, estudios del comportamiento de las maquinas sincrónicas ante distintas perturbaciones [8].

Los estudios de estabilidad son, por tanto, estudios del comportamiento de las maquinas sincrónicas ante las distintas perturbaciones.

2.2.7.1 Dinámica del Rotor

La ecuación que gobierna el movimiento del rotor en una maquina sincrónica se basa en el principio fundamental de la dinámica que establece que el par acelerador es el producto del momento de inercia del rotor por su aceleración angular.

$$\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \text{ (N} \cdot \text{m)} \quad (2.2)$$

Donde:

J = Momento de inercia total de la masa del rotor (Kgs-m²).

θ_m = Desplazamiento angular del rotor con respecto al eje estacionario (rad).

T_m = Par suministrado por la fuente de energía mecánica al eje del rotor (N-m).

T_e = Par eléctrico total. Potencia neta en el entrehierro de la maquina (N-m).

T_a = Par de aceleración total (N-m).

En el estado estable T_m y T_e son iguales y el par de aceleración T_a es nulo, no hay aceleración o frenado de la masa del rotor y la velocidad constante que resulta es la de sincronismo.

Al medir θ_m respecto al eje estacionario de la maquina este ángulo aumenta continuamente respecto al tiempo. En los estudios de estabilidad se pretende estudiar

las variaciones de la velocidad del rotor respecto a la síncrona. Por ello es más útil medir el ángulo de desplazamiento con respecto a un eje de referencia que rote a la velocidad de sincronismo.

De esta forma:

$$\theta_m = w_{sm}t + \delta_m \quad (2.3)$$

La velocidad del rotor puede expresarse entonces como:

$$w_m = \frac{d\theta_m}{dt} = w_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad (2.4)$$

Y su aceleración:

$$\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (2.5)$$

La ecuación 2.4 muestra la velocidad angular del rotor es igual a la de sincronismo cuando el segundo sumando es cero. Si esta expresión se sustituye con la ecuación 2.2.

Ecuación en la que se desprecian las pérdidas por rozamiento y las pérdidas eléctricas por efecto de joule. Por tanto P_m es la potencia suministrada por la fuente de energía mecánica y P_e es la potencia eléctrica obtenida de los bornes de la máquina.

$$J \frac{d^2(w_{sm}t + \delta_m)}{dt^2} = T_a = T_m - T_e (N.m) \quad (2.6)$$

$$J \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \text{ (N.m)} \quad (2.7)$$

Como la potencia es igual al par por la velocidad angular la ecuación puede expresarse como:

2.2.7.2 Ecuación de Oscilación

En la ecuación anterior el término $J\omega_m$ es el momento angular del rotor. A la velocidad de sincronismo este coeficiente se denota por la letra M y se denomina constante de inercia de la maquina.

Suponiendo que la velocidad angular real no difiere excesivamente de la de sincronismo la ecuación anterior se puede expresarse como:

$$M \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \text{ (W)} \quad (2.8)$$

Sin embargo, normalmente en los datos suministrados por los fabricantes de maquinas sincrónicas figura la denominada constante H, que se define como:

$$H = \frac{\text{energía cinética a la velocidad de sincronismo (MJ)}}{\text{capacidad de la máquina (MVA)}} \quad (2.9)$$

En los sistemas de potencia de gran escala actuales, con muchas maquinas sincrónicas interconectadas mediante redes de transmisión complejas, los estudios de estabilidad transitoria se efectúan mejor mediante un programa de computadora digital. Para una perturbación específica, el programa resuelve paso a paso las ecuaciones algebraicas de flujos de potencia, que representa una red, y las ecuaciones diferenciales no lineales, que representa las maquinas sincrónicas. Se ejecutan cálculos de antes de la perturbación, durante la perturbación y después de ella. Los resultados que da el programa abarca ángulos de potencia y frecuencia de las maquinas sincrónicas, voltaje de nodo y flujo de potencia contra tiempo. Para simplificar los estudios de estabilidad transitoria se plantean las hipótesis siguientes:

- Solo se consideran sistemas trifásicos balanceados y perturbaciones balanceadas. Por lo tanto, solo se utilizan las redes de secuencia positiva.
- Las desviaciones de las frecuencia de la maquina a partir de la frecuencia sincrónica (60 Hz) son pequeñas, y las corrientes de desajuste de DC y las armónicas se ignoran. Por lo tanto, la red de líneas de transmisión, los transformadores y las impedancias de carga son en esencia estáticos, en tanto que los voltajes, corrientes y potencias se calculan a partir de ecuaciones de flujo de potencia. ^[9]

2.2.8 Sistemas de Protección

El objetivo de los sistemas de protección es remover del servicio lo más rápido posible cualquier equipo del sistema de potencia que comienza a operar en una forma anormal. El propósito, es también, limitar el daño causado a los equipos de potencia, y sacar de servicio el equipo en falta lo más rápido posible para mantener la integridad y estabilidad del sistema de potencia. Dado que la estabilidad transitoria

está relacionada con la habilidad que tiene el sistema de potencia para mantener el sincronismo cuando está sometido a grandes perturbaciones, el comportamiento satisfactorio de los sistemas de protección es importante para asegurar la estabilidad del mismo.

2.2.8.1 Características de un Sistema de Protección

Para que un sistema de protección pueda realizar sus funciones en forma satisfactoria debe cumplir con las siguientes características:

- Sensibilidad: Detectar pequeñas variaciones en el entorno del punto de equilibrio, de ajuste, o de referencia, con mínima zona muerta o de indefinición.
- Selectividad: Detectar un determinado tipo de anomalía en un determinado componente o equipo del sistema de potencia y no operar ante otro tipo de anomalía o ante anomalías en otros equipos.
- Rapidez: Limitar la duración de las anomalías, minimizando los retardos no deseados.
- Confiabilidad: Probabilidad de cumplir la función encargada sin fallar, durante un período de tiempo.
- Fiabilidad: Probabilidad de que la protección opere correctamente, o sea que opere cuando corresponde que lo haga.

- Seguridad: Probabilidad de que la protección no opere incorrectamente, habiendo o no falta o condición anormal en el sistema eléctrico de potencia, o sea que no opere cuando no corresponde que lo haga.

Las protecciones aportan a las siguientes características deseables en un sistema de potencia:

- Su disponibilidad (porcentaje del tiempo estipulado, en que el equipo o parte del sistema de potencia está disponible para ser operado o utilizado).
- La confiabilidad (probabilidad de que un equipo o sistema pueda operar sin fallas durante un tiempo estipulado).
- La estabilidad (capacidad de recuperar un estado estable de operación, caracterizado por la operación sincrónica de los generadores, luego de una perturbación).

2.2.8.2 Protecciones Principales y Protecciones de Respaldo

Hay dos razones por la cual se deben instalar protecciones de respaldo en un sistema de potencia. La primera es para asegurar que en caso que la protección principal falle en despejar una falta, la protección de respaldo lo haga. La segunda es para proteger aquellas partes del sistema de potencia que la protección principal no protege, debido a la ubicación de sus transformadores de medida. En la figura 2.18 se muestra las protecciones de un sistema eléctrico.

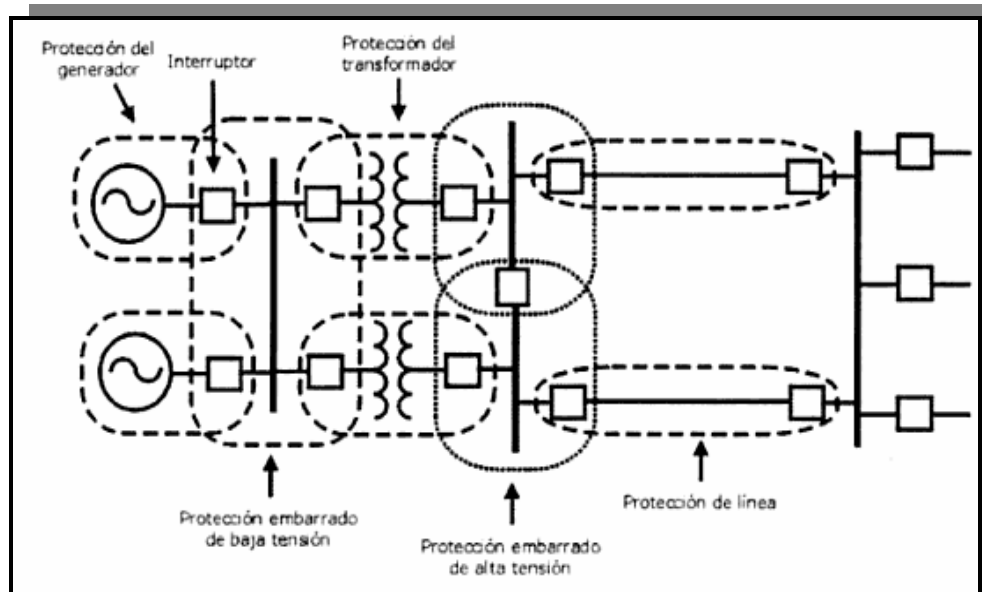


Figura 2. 18. Protecciones de un Sistema Eléctrico. [10]

La necesidad de respaldo remoto, respaldo local o falla interruptor dependen de la consecuencia de esa falta para el sistema de potencia.

- Respaldo remoto: Las protecciones de respaldo remoto se ubican en las estaciones adyacentes o remotas.
- Respaldo local y falla interruptor: El respaldo local está ubicado en la misma estación.

El objetivo de las protecciones de respaldo es abrir todas las fuentes de alimentación a una falta no despejada en el sistema. Para realizar esto en forma eficiente las protecciones de respaldo deben:

- Reconocer la existencia de todas las faltas que ocurren dentro de su zona de protección.

- Detectar cualquier elemento en falla en la cadena de protecciones, incluyendo los interruptores.
- Iniciar el disparo de la mínima de cantidad de interruptores necesarios para eliminar la falta.
- Operar lo suficientemente rápido para mantener la estabilidad del sistema, prevenir que los equipos se dañen y mantener la continuidad del servicio.

2.2.8.3 Protección de las Líneas de Trasmisión

Uno de los aspectos importante del estudio de la estabilidad transitoria es la evaluación del comportamiento de los sistemas de protección durante el período transitorio, particularmente los relés de protección utilizados en las líneas de transmisión.

Muchos factores se deben tener en cuenta en el momento de elegir el sistema de protección para una línea de trasmisión:

- Tipo de circuito: cable, línea aérea, una línea, líneas en paralelo, etc.
- Función e importancia de la línea: Qué efecto tiene la línea en la continuidad del servicio, tiempo que se requieren para despejar una falta, nivel de tensión.
- Otros requerimientos: compatibilidad con el equipamiento existente en las líneas y sistemas adyacentes.

Las protecciones usadas para proteger las líneas o cables de trasmisión son:

Relé de Sobrecorriente:

Los relés de sobrecorriente son la forma más barata y simple de proteger una línea de transmisión pero además es una protección que necesita ser reajustada cuando cambian las condiciones del sistema de potencia. Son utilizados de las siguientes formas:

- Instantáneo
- Temporizado
- Direccional (instantáneo y/o temporizado)

No pueden discriminar entre corriente de carga y corriente de falta; por lo cual solo se emplean cuando la corriente de falta es mayor a la corriente de carga.

Las corrientes de cortocircuito en la línea dependen fuertemente de la impedancia de la fuente en el punto de medida, por lo tanto la zona de la línea protegida por un relé de sobrecorriente depende fuertemente de la configuración del sistema eléctrico.

Generalmente son utilizados en líneas radiales, como se muestra en la Figura 2.19 y como faltas en estos circuitos no afectan la estabilidad del sistema, no son requeridos tiempos instantáneos de despeje de la misma.

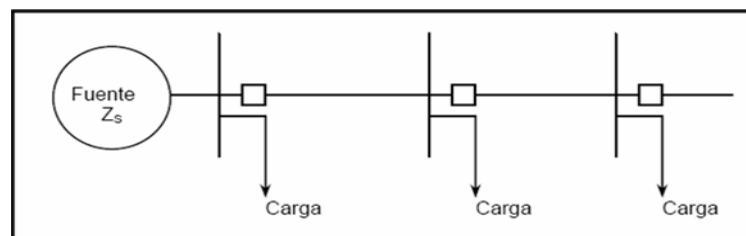


Figura 2. 19. Líneas Radiales. [10]

En líneas de transmisión donde hay alimentación desde ambos extremos, se utilizan relés de sobrecorriente direccional con o sin esquemas de teleprotección.

Relé de Distancia

En los circuitos de transmisión de alta tensión, los niveles de corriente de falta son altos, por lo cual si una falta no es despejada rápidamente, puede causar inestabilidad al sistema de potencia así como daños al personal o al equipamiento. Por esta razón, los relés de distancia son empleados en vez de los relés de sobrecorriente.

Las ventajas de aplicación de relés de distancia, en comparación con los relés de sobrecorriente son:

- Mayor zona de operación instantánea.
- Mayor sensibilidad.
- Más fáciles de ajustar y coordinar.
- No son afectados por los cambios en la configuración del sistema de potencia.

Un relé de distancia calcula impedancia como el cociente entre la tensión y corriente, en su ubicación en el sistema de potencia, para determinar si existe una falta dentro o fuera de su zona de operación. ^[10]

2.2.8.4 Protección de Generadores

Los generadores eléctricos y sus turbinas (plantas motrices) pueden resultar dañados si, estando cargados, funcionan fuera de su frecuencia nominal. Es por ello que los generadores cuentan con protecciones propias de sobre y sub-frecuencia (que

operan por nivel o frecuencia absoluta (f), que los desconectan del sistema eléctrico si la frecuencia es inadmisibles para ellos.

Los conjuntos generador - turbina a vapor tienen rangos admisibles de frecuencia mucho más estrictos que los con turbinas hidroeléctricas. Cuando sale de servicio en forma intempestiva una unidad generadora, se pierde el balance entre potencias y como se vio, la frecuencia del área comienza a disminuir.

Cuando hay una rápida caída de la frecuencia, la respuesta de los controles de los generadores del sistema es insuficiente y lenta a la hora de frenar la caída de frecuencia. Y es posible que se llegue a los umbrales de disparo de las protecciones de subfrecuencia de algunos generadores. Si esos generadores son retirados del sistema por sus protecciones de frecuencia, la situación del sistema empeoraría (se incrementaría el desbalance de potencias) y la velocidad de la caída de frecuencia aumentaría, llevando a más salidas de generadores por subfrecuencia y al sistema al apagón.

2.2.8.5 Protección del Sistema.

Por ello son necesarias acciones complementarias de emergencia para que la frecuencia no llegue a los umbrales antes mencionados. La principal protección sistémica automática para prevenir apagones luego de salidas intempestivas de unidades generadoras son los esquemas de disparo de carga por subfrecuencia.

La dinámica del sistema ante una pérdida de generación depende fuertemente de las condiciones iniciales de operación, la importancia de la contingencia intempestiva, la respuesta de los sistemas de control, etc., por lo que por métodos clásicos es trabajosa la determinación de la cantidad mínima de carga a disparar.

El diseño clásico del disparo de carga por subfrecuencia utiliza relés de protección ubicados en distintas subestaciones, cuyo principio de operación es la detección de subfrecuencia por:

- Nivel o frecuencia absoluta (f).
- Derivada o pendiente de la frecuencia (df/dt).
- Combina ambos principios en el mismo relé.

La idea es disparar carga en la cantidad mínima necesaria y no más, para mantener el sistema de potencia estable. El disparo insuficiente de carga, no evitará que la caída de la frecuencia continúe. El disparo excesivo de carga, producirá cortes innecesarios a ciertas cargas. La protección por subfrecuencia ($f <$) puede ser temporizada o instantánea y para operar la frecuencia debe haber descendido hasta el umbral ajustado $f=f_{aj}$ (la subfrecuencia se detecta ya avanzado el fenómeno). Sin embargo la protección por derivada de la frecuencia (df/dt), que también puede ser temporizada o instantánea, detecta en etapas tempranas del fenómeno (la mayor pendiente es al principio del fenómeno de pérdida de generación).^[11]

CAPITULO III

SITUACIÓN ACTUAL, FILOSOFIA DE OPERACIÓN Y CONTROL

3.1 Sistema electrico de la planta de generación budare

El sistema de generación y distribución eléctrica de la planta de generación cuenta con generación distribuida con una capacidad instalada de 20,8 MW en el campo operacional Budare. Es un sistema aislado con una barra colectora con interruptor de transferencia como se observa en el diagrama unifilar de la planta de generación de la figura 3.1.

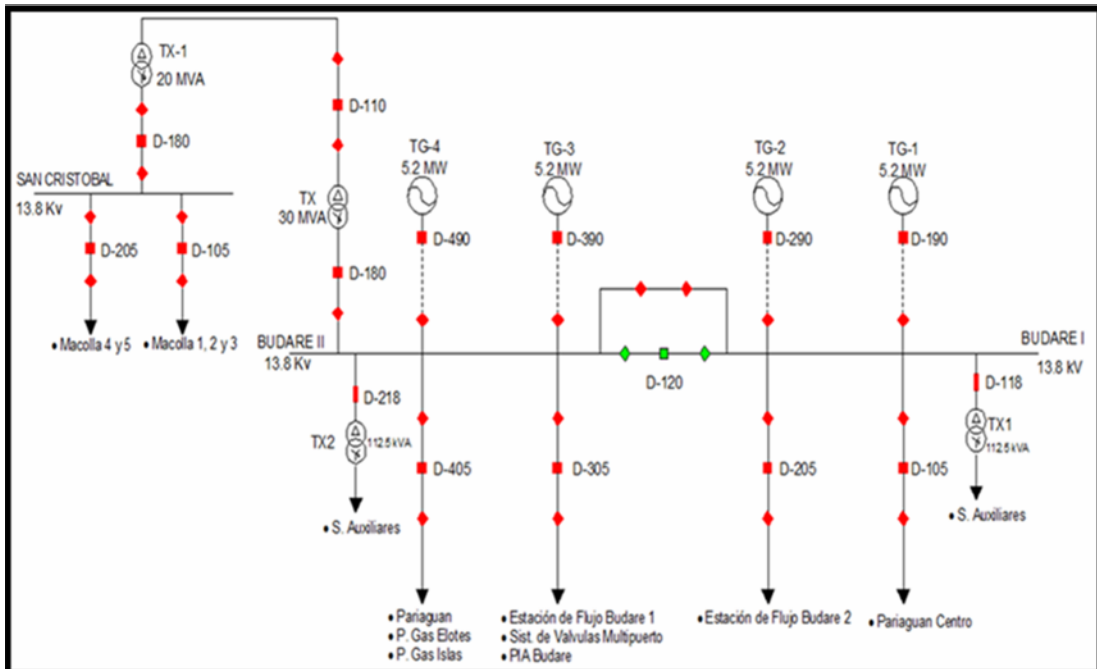


Figura 3.1. Diagrama Unifilar de la Planta de Generación Budare

El sistema de la planta de generación por (04) turbogeneradores a gas, generando actualmente alrededor de 12 MW firmes en horas picos a un nivel de tensión nominal de 13,8 kV. Los turbogeneradores se encuentran conectados a la barra principal y están identificadas como TG-1, TG-2, TG-3 y TG-4. La barra esta seccionada por un interruptor de 1200A que se utiliza en caso de emergencia o en condiciones de mantenimiento, de no ser así, la barra se interconecta por medio de un by pass. En la tabla 3.1 se muestran las características de las unidades turbogeneradoras.

Tabla 3. 1. Características de las Unidades Turbogeneradoras

UNIDADES TURBOGENERADORAS	
Marca	Solar Turbine
Cantidad	4
Codificación	TG-1; TG-2; TG-3; TG-4
Modelo	Taurus 60
Potencia de Generador	5.2 MW
Voltaje	13.8 kV
RPM	1800
FP	80%
Conexión de Neutro	Y- Resistencia (300 A; 10 seg)
Años de Servicio	7

En la salida del pórtico de distribución se encuentran siete circuitos asociados en el cual cuatro de ellos poseen reconectores y uno tiene un interruptor. En las tablas 3.2, 3.3, 3.4 y 3.5 se muestran las características de los transformadores, interruptores, celda de distribución y reconectores de potencia respectivamente, conectados a la salida de la barra principal respectivamente.

Tabla 3.2. Características de Transformadores de Potencia

TRANSFORMADORES DE POTENCIA		
Utilidad	Transformador Elevador	Transformadores de Servicios Auxiliares
Marca	General Electric	CAIVET
Codificación	TX	Tx1, Tx2
Cantidad	1	2
Capacidad	30 MVA	112.5 kVA
Nivel de Tensión	13.8 / 34.5 kV	13.8/0.208/0.120
Grupo Vectorial	Y Δ	Δ Y
Impedancia	5.15%	4.28%
Clase de enfriamiento	OA/FA	ONAN

Tabla 3.3 .Características de Interruptores de Potencia

INTERRUPTORES DE POTENCIA		
Utilidad	Interruptor Seccionador	Interruptor de 34.5 kV
Marca	Westinghouse	AEG
Cantidad	1	1
Codificación	D-120	B-110
Tensión Nominal	13.8 kV	69 kV
Tensión Max	15.5 kV	72.2 kV
Ciclos	3	3
Corriente Nominal	1200 Amp	2000 Amp

Tabla 3.4. Características de Celda de Distribución

CELDA DE DISTRIBUCIÓN	
Marca	AEG
Cantidad	1
Codificación	D-180
Tensión Nominal	17.5 kV
Tensión Max	95 kV
Frecuencia	50/60 Hz
Corriente Nominal	1250 Amp
Corriente de Cortocircuito	25 kA

Tabla 3. 5. Características de Reconectores de Potencia

RECONECTADORES DE POTENCIA	
Marca	ABB
Cantidad	4
Codificación	D-105; D-205; D-305;D-405
Tensión Nominal	13.8 Kv
Tensión Max	15.5 kV
Ciclos	3
Corriente Nominal	1200 A

3.1.1 Descripción de la Carga Conectadas a la Planta de Generación Budare

La planta de generación Budare cuenta con seis circuitos asociados y dos circuitos auxiliares, los cuales se describen a continuación:

- *Circuito Pariaguan Centro*: Alimenta al 50% de la ciudad de Pariaguan y zonas aledañas interconectándose con la red de CADAPE, siendo uno de los circuitos con mayor carga.
- *Circuito local Budare 2*: Suministra energía a la estación de flujo Budare 2 donde se encuentra una sala de bombas, iluminación y sus respectivos servicios auxiliares.
- *Circuito Budare*: Se encarga de llevar energía la estación de flujo Budare 1 y a su sala de bombas, la planta de tratamiento físico químico (PIA) Budare, Sistema de válvulas multipuertos que funcionan con actuadores y a la planta compresora Budare, esta última suministra gas a las unidades turbogeneradoras de la planta de generación Budare.
- *Circuito Isla – Elotes – Pariaguan*: Este circuito comprende un conjunto de cargas tales como: plantas de gas Islas, planta de gas Elotes, y la entrega de energía al 20% de la ciudad de Pariaguan.
- *Circuito San Cristóbal*: Alimenta al proyecto Indu-Venezolano San Cristóbal que cuenta con una sub-estación (S/E) de un nivel de transformación 34.5/13.8 kV para llevar energía eléctrica a (05) macollas donde se manejan bombas de cavidad progresiva con sus respectivos variadores de frecuencia, transformadores y sala de bombas.

- *Circuitos Auxiliares*: Se encargan de entregara energía estática a las siguientes cargas: oficinas, depósitos e iluminación de áreas externas de la planta de generación Budare.

A continuación se muestra en las tablas 3.6 y 3.7 las características de los elementos que conforman la S/E San Cristóbal, como reconectores de potencia e interruptores de potencia respectivamente.

Tabla 3. 6. Características de Reconectores de Potencia

RECONECTADORES DE POTENCIA	
Marca	ABB
Cantidad	2
Codificación	D-105; D-205
Tensión Nominal	13.8 kV
Tensión Max.	15.5 kV
Ciclos	3
Corriente Nominal	1200 Amp

Tabla 3.7. Características de Interruptores de Potencia

INTERRUPTORES DE POTENCIA		
Utilidad	Interruptor de 34.5 kV	Interruptor de 13.8 kV
Marca	Siemens	ABB
Codificación	B-110	B-180
Tensión Nominal	69 kV	13.8 kV
INTERRUPTORES DE POTENCIA		
Tensión Max.	72.5 kV	15.5 kV
Ciclos	3.5	3.5
Corriente Nominal	1200 A	1200 A
Corriente Cortocircuito	31500 A	8000 A

A continuación se muestra de manera resumida la demanda de las cargas asociadas a la planta de generación Budare en la tabla 3.8.

Tabla 3.8. Demanda de los Circuitos de Salida de la Planta de Generación Budare

Circuito Pariaguan Centro	3.047 MW
Circuito Local Budare 2	0.195 MW
Circuito Budare	0.4536 MW
Circuito Isla – Elotes – Pariaguan	4.306 MW
Circuito San Cristóbal	1.623 MW
Potencia Total Promedio	8.976 MW

3.2 Filosofía de control

3.2.1 Modulo de Combinación de Control del Generador

El modulo de combinación de control del generador (unidad CGCM) es un sistema control basado en un microprocesador y dispositivo de protección. La unidad de CGCM está diseñada para integrarse con una familia de controlador lógico programable (RSLogic5000) para ejercer el control del generador, protección y funciones de sincronización entre los generadores. El sistema de control se encarga de programar los parámetros del sistema, la configuración de la regulación y las funciones de protección disponibles en esta unidad.

El diagrama de bloques simplificado proporciona un diagrama de bloques funcional de la unidad de CGCM. En la figura 3.2 se muestra este diagrama de bloque simplificado y las conexiones actuales del modulo de combinación se presenta en la figura 3.3.

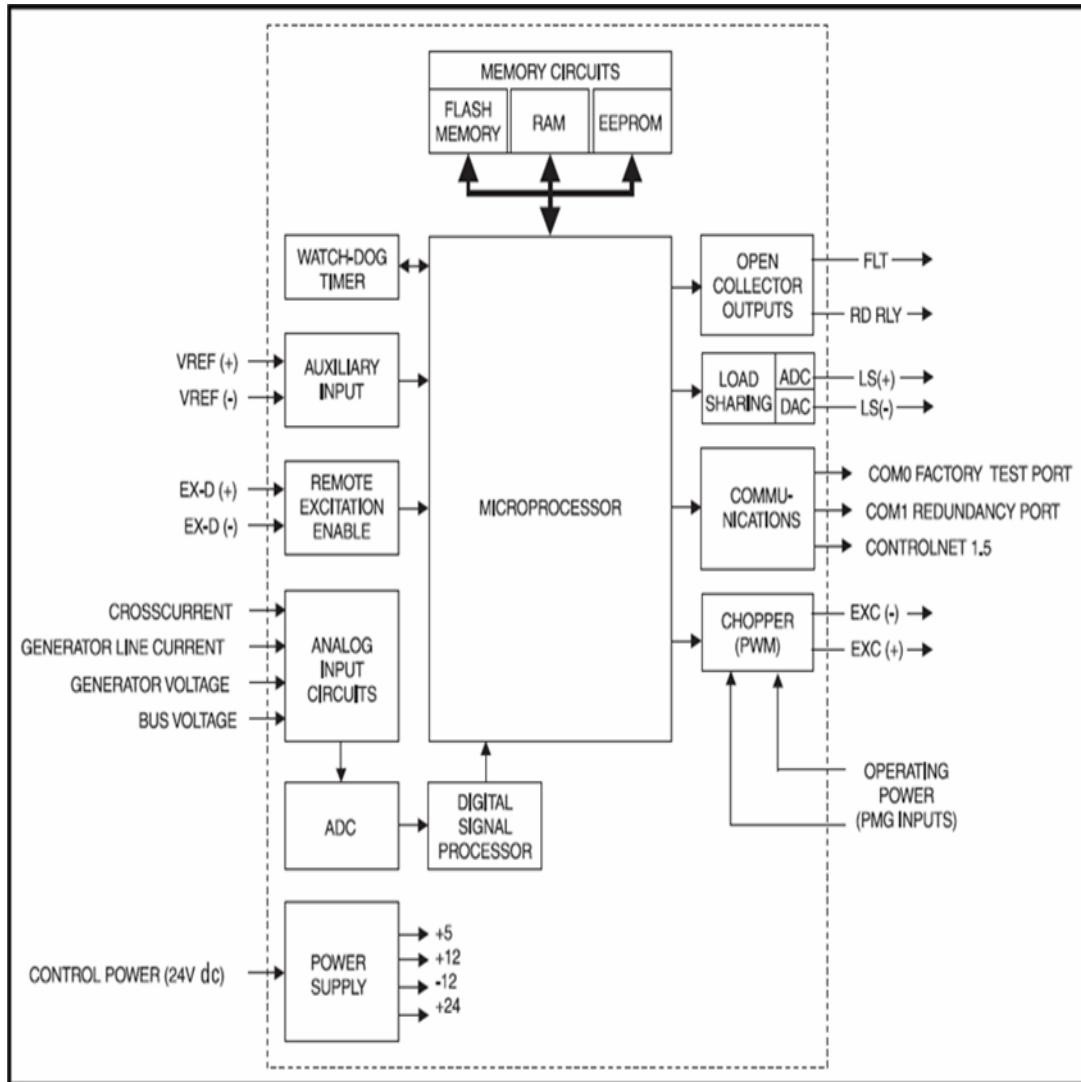


Figura 3.2. Diagrama de Bloques Simplificado de la Unidad CGCM



Figura 3.3. Conexiones Actuales del Modulo de Combinación

3.2.1.1 Regulación del Generador y Funciones de Control

Este modulo de control contiene las siguientes funciones de regulación del generador y las funciones de control:

- a) Cuatro modos de control de excitación.
 - Regulación automática de tensión (AVR).
 - Manual o regulación de corriente de campo (FCR)
 - El factor de potencia (PF).
 - La potencia reactiva (VAR).
- b) Generador en paralelo con caída de compensación reactiva o Compensación corriente cruzada (diferencial reactiva).
 - Compensación de línea de caída de voltaje (line drop).

- Arranque suave de voltaje acumulado con una rampa regulable en AVR y modos de control de FCR.
- c) Limitación de funciones.
 - Sobreexcitación (OEL) y baja excitación (UEL) limitada en AVR, VAR, y los modos de control de PF.
 - Compensación de Sobre-frecuencia (Volts / Hz).
- d) La redundancia.
 - Auto-trayectoria entre los modos de funcionamiento y entre las redundantes de la unidad CGCM.
 - Transferencia automática a una reserva de la unidad CGCM en los sistemas redundantes.
- e) Repartición de carga real.
- f) Sincronización.
- g) Funciones de protección.
- h) Medición.

3.2.1.2 Modos de Control de Excitación

La unidad CGCM controla la corriente DC de excitación del generador excitador basado en una serie de factores, incluyendo los siguientes:

- La selección de modo de control.
- La configuración de la unidad CGCM incluyendo las ganancias.
- Medición de tensión y la corriente del generador.
- La aplicación de ajustes o puntos de ajuste
- Entradas del valor del auxiliar.
- Varias funciones de limitación.

La unidad CGCM ofrece varios modos de regulación que se seleccionan y se activa mediante la interfaz de software de la familia de controlador lógico programable. Debe existir una conexión de red activa con el PLC para que cualquier modo de regulación pueda ser active.

Ganancias

La unidad de CGCM regula la corriente de excitación usando un algoritmo de control proporcional, integral, derivativo (PID). La respuesta de reglamentación de la unidad de CGCM está determinada por la configuración de la ganancia.

Las ganancias para cada modalidad son los siguientes:

- Ganancia proporcional K_p - determina la respuesta básica a los cambios de voltaje del generador.
- Ganancia integral K_i - acelera el retorno a la tensión estado estacionario después de una perturbación.
- Ganancia derivativa K_d - acelera la respuesta inicial del regulador en una perturbación.
- Ganancia general K_g - Ajusta la ganancia de bucle grueso del regulador.
- Ganancia auxiliar - Ajusta el efecto de la entrada auxiliar en la salida del regulador.

Modo de Regulación Automática de Voltaje (AVR)

El modo de AVR proporciona un control automático de la corriente de excitación. En este modo, la unidad controla la salida de la corriente de excitación

para mantener la tensión del generador asignada. El bucle de realimentación del modo AVR incluye ganancias ajustables proporcional, integral y derivativo (PID).

El modelo matemático del regulador automático de voltaje son rectificadores rotativos basados en el modelo del tipo AC8B disponible en el estándar “Computer Models for Representation of Digital-Based Excitation Systems in the IEEE Transactions on Energy Conversion September, 1996, Vol. 11, No. 3”, como se muestra en la figura 3.4.

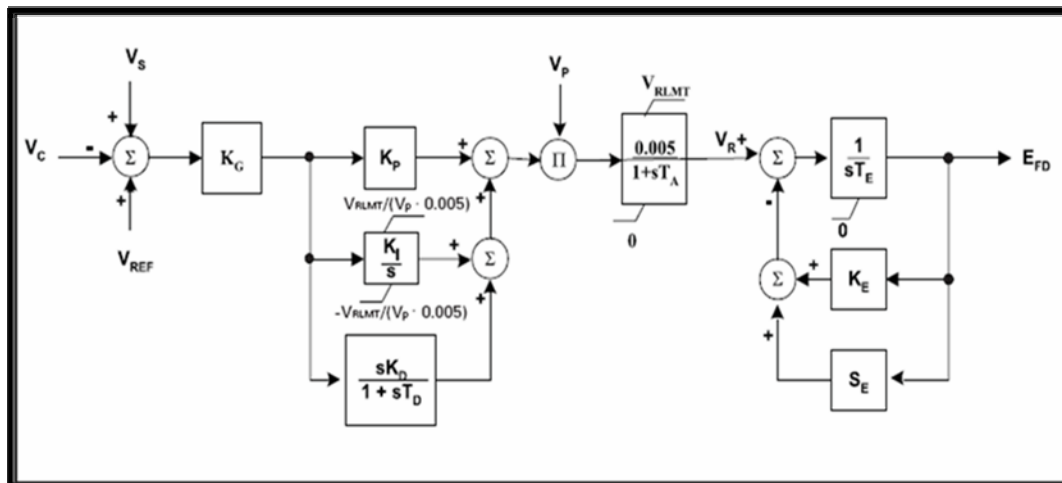


Figura 3.4. Diagrama de Bloques del Sistema de Excitación para Rectificadores Rotativos

Donde la ganancia K_G se utiliza para variar la compensación en el sistema de configuración, así como también, el voltaje de entrada. El valor por unidad de los parámetros V_P y V_R es el voltaje nominal de excitación del campo. Las ganancias K_P , K_I y K_D son designados por el fabricante para mayor rendimiento de cada generador/sistema de excitación.

A continuación se muestra en la tabla 3.9 los valores y nomenclaturas de todos los parámetros del modelo matemático de la excitatriz tipo AC8B.

Tabla 3. 9. Parámetros de la excitatriz tipo AC8B

Parámetros	Valor	Unidad	Descripción
VRmax	16	p.u	Valor máximo del voltaje de salida del regulador
VRmin	0	p.u	Valor mínimo del voltaje de salida del regulador
SEmax	1.5	p.u	Saturación de la excitatriz de Efdmax
SE.75	1.36	p.u	Saturación de la excitatriz de SEmax
Efdmax	4.5	p.u	Máximo voltaje de salida de la excitatriz
KP	85	p.u	Ganancia Proporcional
KI	80	p.u	Ganancia Integral
KD	20	p.u	Ganancia Derivativa
KA	1	p.u	Ganancia del Regulador
KE	1	p.u	Constante de excitación para el campo auto-excitado
TD	0.01	Seg.	Constante de tiempo del control derivativo
TA	0	Seg.	Constante de tiempo del regulador
TE	1	Seg.	Constante de tiempo de la excitatriz

Para activar el modo AVR se deben tener en cuenta los siguientes parámetros:

- La medición del transformador de voltaje debe estar correctamente conectado y configurado.
- Deben ser establecidas las ganancias KP, KI, KD, KA y KE del AVR.
- El modo AVR debe ser seleccionado con la etiqueta AVR_FCR_Select=0.
- El punto de ajuste deseado debe ser escrito con la etiqueta AVRSetpt.
- Habilitar excitación (etiqueta SoftwareExcEn = 1).
- Habilitar excitación remota (entrada discreta).

- Para el control de voltaje constante, el droop debe ser desactivado en la etiqueta ($V_DroopEn = 0$).

Modo de Regulador de Corriente de Campo (FCR).

El modo FCR proporciona el control manual de la corriente de excitación. En el modo FCR, la unidad CGCM mide y controla su salida de corriente de excitación para mantener la corriente de campo en el punto de ajuste. El bucle de realimentación de este modo de excitación incluye ajuste en las ganancias proporcional, integral y derivativa. En el modo de FCR están deshabilitado el control automático de voltaje (AVR), control de potencia reactiva, control de factor de potencia, limitantes de sobreexcitación, y limitantes de baja excitación. Para activar el modo de FCR se tiene en cuenta lo siguiente:

- Las ganancias deben ser establecidas.
- Modo FCR debe ser seleccionado (etiqueta $AVR_FCR_Select = 1$).
- El punto de ajuste deseado debe ser escrito en la etiqueta $FCRSetpt$.
- Excitación debe estar habilitada con la etiqueta $SoftwareExcEn = 1$.
- Habilitar excitación remota (entrada discreta).

Modo de Regulación de Factor de Potencia (PF)

En este modo la unidad CGCM controla la salida del campo de la corriente de excitación para mantener el ajuste del factor de potencia. La unidad controladora utiliza las mediciones de voltajes y corrientes del generador para calcular el factor de potencia. El bucle de realimentación de PF incluye un ajuste proporcional y las ganancias integrativas. En la figura 3.5 se muestra el modelo matemático de este modo de control.

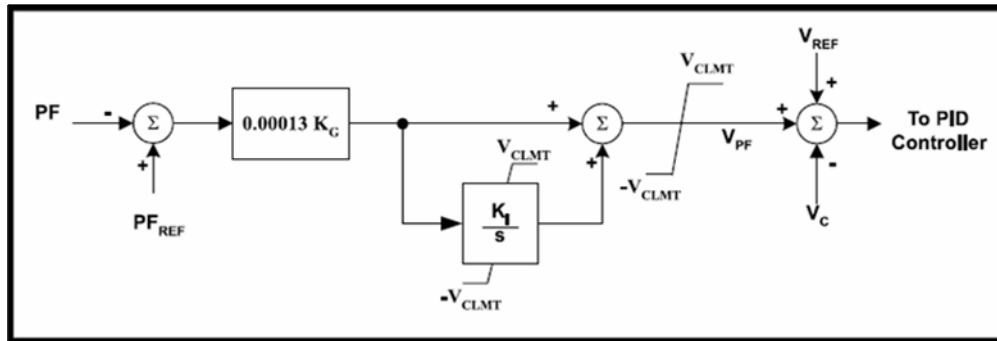


Figura 3.5. Modelo Matemático de Regulación de Factor de Potencia

Para activar el modo PF se debe chequear lo siguiente:

- La medición del transformador de corriente (CT) y transformador de voltaje (VT) debe estar correctamente conectado y configurado.
- Las ganancias modo PF se debe establecidas.
- El ajuste deseado de factor de potencia debe ser escrito con la etiqueta PFSetpt.
- Habilitar la excitación con la etiqueta SoftwareExcEn = 1.
- Habilitar excitación remota (entrada discreta).
- La unidad CGCM debe estar en modo AVR (etiqueta AVR_FCR_Select = 0).
- El droop debe estar habilitada (etiqueta V_DroopEn = 1).
- El droop debe ser seleccionado (Droop_CCC_Select = 0).
- Control automático de potencia reactiva debe estar habilitado (etiqueta PF_VAR_En=1).
- Control factor de potencia debe ser seleccionado (PF_VAR_Select = 0).

Modo de Regulación de Potencia Reactiva (VAR)

El modo de VAR controla la salida del campo de la corriente de excitación para mantener el punto de ajuste de la potencia reactiva. La unidad CGCM utiliza la medida de voltajes y corrientes del generador para calcular la potencia reactiva. El bucle de realimentación ajustable de VAR incluye las ganancias integrales, como se puede observar en la figura 3.6.

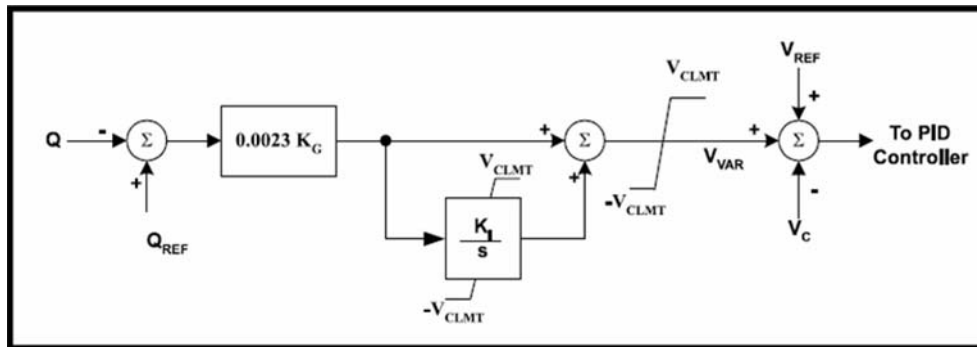


Figura 3.6. Modelo matemático del modo de regulación VAR

Si se requiere activar este modo se debe revisar lo siguiente:

- La medición de CT y VT debe estar correctamente conectado y configurado.
- Las ganancias modo VAR se debe establecido.
- El ajuste deseado de potencia reactiva debe ser escrito con la etiqueta VARSetpt.
- Habilitar excitación con la etiqueta SoftwareExcEn = 1.
- Habilitar excitación remota (entrada discreta).
- La unidad CGCM debe estar en modo AVR (AVR_FCR_Select = 0).
- El droop debe estar habilitada (etiqueta V_DroopEn = 1).
- El droop debe ser seleccionado (Droop_CCC_Select = 0).

- Control automático de potencia reactiva debe estar habilitado con la etiqueta $PF_VAR_En = 1$.
- Control de VAR debe ser seleccionado ($PF_VAR_Select = 1$).

3.2.1.3 Droop (Compensación de Corriente Reactiva)

Droop (compensación de corriente reactiva) es un método de control de corriente reactiva cuando un generador está conectado en paralelo con otra fuente de energía. Droop ajusta la tensión del generador en proporción para medir la potencia reactiva del generador. La unidad calcula la potencia reactiva utilizando las tres fases del generador y corriente de entrada. El ajuste del droop presenta una reducción de porcentaje desde los ajustes de voltaje del generador cuando el generador produce potencia reactiva correspondiente al kVA nominal del generador. Para activar el droop se deben seguir los siguientes pasos:

- La medición de los transformadores de corriente y de tensión del generador deben ser correctamente conectado y configurado.
- El punto de ajuste consignado para el droop debe ser escrito con la etiqueta ($V_DroopSetpt$).
- Habilitar excitación (etiqueta $SoftwareExcEn = 1$).
- Habilitar excitación remota (entrada discreta).
- La unidad debe estar en modo AVR ($AVR_FCR_Select = 0$).
- El Droop debe estar habilitado ($V_DroopEn = 1$).
- El droop debe ser seleccionado ($Droop_CCC_Select = 0$).
- Control automático de potencia reactiva debe estar desactivado (etiqueta $PF_VAR_En = 0$).

3.2.1.4 Compensación de Corriente Cruzada

La compensación corriente cruzada (compensación de diferencial reactiva) es un método de conexión de los generadores múltiples en paralelo para compartir la carga reactiva. La compensación de corriente cruzada requiere la conexión de un transformador de corriente dentro de la entrada de compensación corriente cruzada. Esta unidad opera en una aplicación independiente sin la entrada conectada de la corriente cruzada.

El método de compensación de corriente cruzada de repartición de carga reactiva es posible con otros controladores del tipo similar. Esta compensación monitorea las corrientes, las entradas V GEN A y V GEN C para ajustar el nivel de excitación. Su ajuste de ganancia se proporciona para permitir la puesta de control de la corriente cruzada. La compensación de corriente cruzada está configurada y controlada utilizando la interfaz de software para el controlador lógico programable.

Para activar la compensación de corriente cruzada existen ciertos parámetros que se deben seguir:

- Los generadores deben ser conectados en paralelo.
- El CT de corriente cruzada y el transformador de voltaje (VT) del generador debe estar correctamente conectado.
- La ganancia de corriente cruzada deseada debe ser escrito con la etiqueta (CrossCurrentGain).
- Habilitar excitación (etiqueta SoftwareExcEn = 1).
- Habilitar excitación remota (entrada discreta).
- La unidad CGCM debe estar en modo AVR (AVR_FCR Select = 0).
- El droop debe estar habilitado (V_DroopEn = 1).

- La compensación de corriente cruzada debe ser seleccionado (Droop_CCC_Select = 1) y la etiqueta de de repetición de potencia reactiva activada (KVAR_LS_En = 1).

Cuando la compensación corriente cruzada esta deshabilitada o el control de potencia se quita de la unidad, los terminales ID (+) y I (-) de entrada de compensación de corriente cruzada están internamente conectados entre sí a través de pequeña impedancia.

3.2.1.5 La Compensación de Caída de Voltaje (line-drop).

La compensación de caída de voltaje ajusta el voltaje del generador proporcional a la carga del generador. La compensación de Líne-drop puede ser utilizada para mantener la tensión en una carga que se encuentra a una distancia del generador. La salida del generador de corriente reactiva se utiliza para aumentar la tensión del generador con incremento de la carga, basado en la configuración del factor de compensación de caída de voltaje. La compensación de Line-drop no puede ser utilizado con droop o compensación de corriente cruzada.

3.2.1.6 Modo de Arranque Suave

El modo de arranque suave provee una ordenada acumulación de tensión del generador desde residuos hasta el voltaje de ajuste en el tiempo deseado con el mínimo de rebasamiento. Cuando el sistema está en modo de arranque suave, la unidad ajusta el voltaje de referencia basado en la tensión inicial de arranque suave y el tiempo. En la figura 3.7 se muestra el modelo matemático de un arrancado suave.

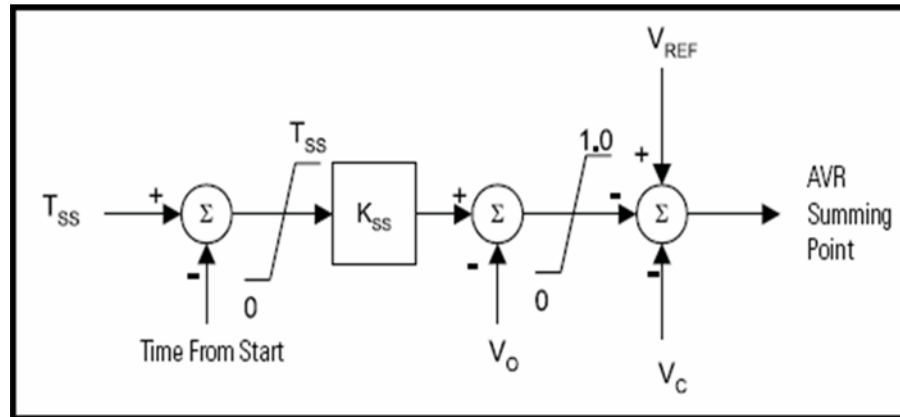


Figura 3.7. Modelo Matemático de Arrancado Suave

Si el generador no tiene velocidad cuando el arranque suave comienza, el voltaje aumenta pero solo hasta el nivel determinado por el límite de Volts/Hz. Cuando la unidad está funcionando en modo FCR, el arranque suave funciona como lo hace en el modo de AVR, con la corriente de campo, en lugar de la tensión del generador.

Para activar el modo de arranque suave se debe tener en cuenta lo siguiente:

- La tensión inicial de arranque suave (SoftStart_InitLevel) y el tiempo inicial (SoftStartTime) deben ser fijados.
- Habilitar excitación (SoftwareExcEn = 1).
- Habilitar excitación remota (entrada discreta).

3.2.1.7 Funciones de Limitación

La unidad CGCM proporciona diferentes tipos de limitación:

- Límite sobre-excitación.

- Límite de baja-excitación.
- Límite de Volts / Hz.

Límite de Sobre-excitación

La limitación de Sobre-excitación (OEL) opera en todos los modos de excitación excepto en FCR. La unidad percibe y limita la corriente de campo para evitar el sobrecalentamiento. Cuando se alcanza el límite, la función de limitador anula los modos de AVR, VAR, o de factor de potencia para limitar la corriente de campo al nivel preestablecido.

En la figura 3.8 se puede apreciar el modelo matemático del límite de sobre-excitación.

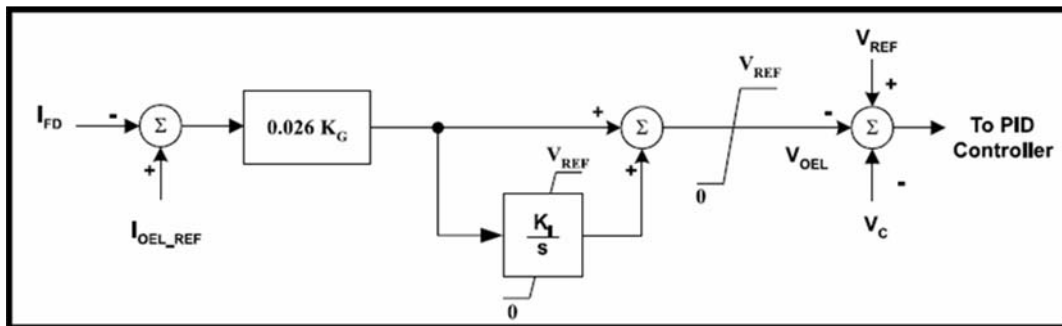


Figura 3.8. Modelos Matemático del OEL

El generador funciona en uno de sus dos estados, sin conexión o en línea. El generador está sin conexión cuando se está operando en un modo de voltaje constante y en línea si se habilitan cualquiera de los siguientes modos:

- Droop (potencia reactiva).
- Compensación de corriente cruzada.

- Compensación de caída de la línea.

Los dos niveles de corriente de OEL (alta y baja), se definen para el funcionamiento sin conexión como se muestra en la figura 3.9. El generador puede funcionar de forma continua en el nivel límite de corriente de OEL o por debajo del mismo y durante un tiempo en el nivel alto de corriente OEL que se configure.

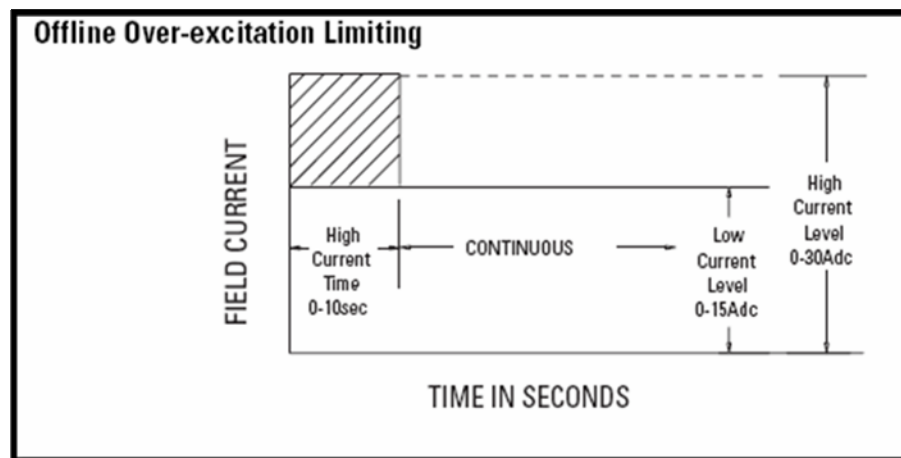


Figura 3.9. Limitación de Sobre-Excitación sin Conexión

Los tres niveles de corriente de OEL (alta, media y baja) se definen para la operación en línea, como se muestra en la figura 3.10. Los niveles alto y bajo de corriente sólo se pueden mantenerse durante períodos de tiempo definidos. El generador puede funcionar de forma continua en o por debajo del nivel de corriente baja de OEL.

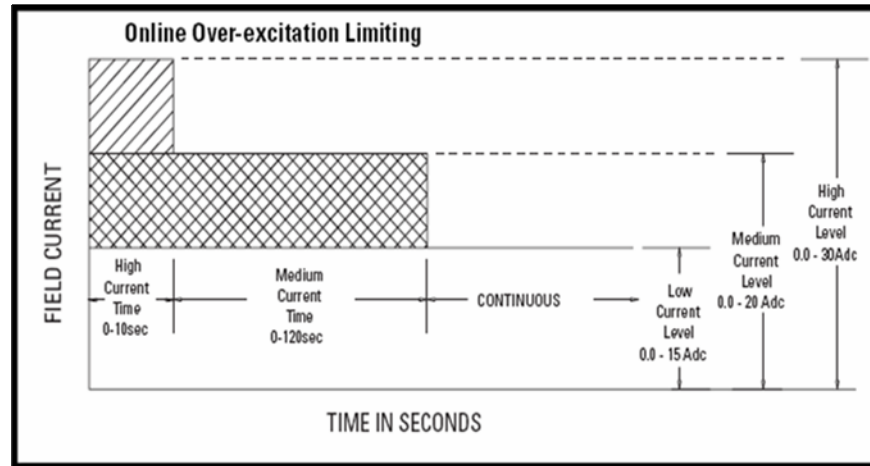


Figura 3.10. Limitación de sobre-excitación con conexión

Esta unidad utiliza dos contadores, el contador de reinicio y el contador de tiempo límite, para evitar un calentamiento excesivo del campo de excitación que puede ser el resultado de sobre-excitación. El contador de límite de tiempo supervisa la duración de una condición de sobre-excitación. El contador de reinicio cuenta hacia atrás desde el tiempo de ajuste o la suma de tiempos altos y medianos de OEL, en función del valor del contador del límite de tiempo.

Si durante un ciclo de OEL, la corriente de excitación debe retornar por debajo del valor de la corriente baja, el contador de reinicio comienza a contar hacia atrás desde su valor actual, si llega a cero el contador de tiempo límite se coloca en cero y así el ciclo de OEL se inicia nuevamente.

Si el contador de reinicio no se restablece a cero antes de que salga la corriente de excitación por encima del valor de la corriente baja, el contador de tiempo límite comienza a contar donde se detuvo cuando la última corriente de excitación cayó por debajo del valor de corriente baja. Si contador de tiempo límite es mayor que el tiempo más alto programado en el OEL, la corriente de excitación esta limitada por el valor de la corriente media. Esto previene repetir el ciclo de campo de excitación en

el valor más alto posible de corriente. Cuando la corriente de excitación excede el límite de OEL la etiqueta de alarma de OEL se activa ($OEL_Active = 1$).

Límite de Baja Excitación

El límite baja-excitación (UEL) opera en todos los modos excepto el modo de FCR. El UEL percibe la entrada principal de potencia activa del generador y los límites de cualquier nueva reducción en la excitación para evitar la pérdida de sincronización y excesivo calentamiento del entre hierro durante el funcionamiento en paralelo.

En la figura 3.11 se muestra el modelo matemático del límite de baja-excitación.

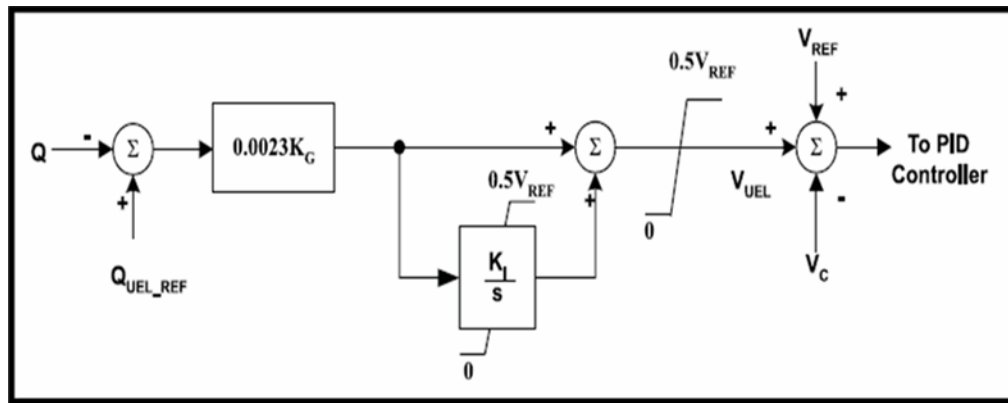


Figura 3.11. Modelo Matemático de UEL

Una curva de limitación del UEL personalizada se define por una curva de valores límite se define por una curva lineal por segmentos especificados por cinco puntos de seleccionar como se muestra en la figura 3.12.

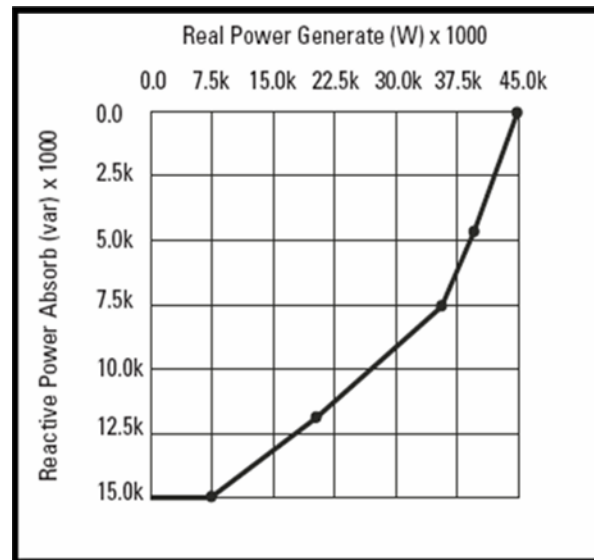


Figura 3.12. Curva Típica de Limitación UEL

Cuando la corriente de excitación es inferior a la curva de la UEL la alarma de UEL se activa (UEL_Active tag = 1). En el modo de FCR, UEL limitación no se activa.

Límite de Volts/Hz

La limitación de Volts/Hertz actúa para reducir la tensión de salida del generador en una cantidad proporcional a la frecuencia del generador. Esto se hace para proteger al generador de sobrecalentamiento y reducir el impacto en el primer movimiento cuando se añade una carga grande.

Cuando la frecuencia del generador cae, el ajuste de tensión es automáticamente establecido por la unidad entonces ese voltaje del generador sigue la pendiente de sobre-frecuencia.

La unidad dispone de dos frecuencias rodillas y dos pendientes configurables donde se pueden definir las características de Volts/Hz. Las pendientes se expresan en volts (PU) / Hz (PU). Para un nominal de 60 Hz y 120 V del sistema, la pendiente de una correspondería a 2V por hertz. La tensión de salida del generador se mantiene en el nivel configurado para cualquier frecuencia o por encima de la configuración de frecuencia rodilla hasta 90 Hz. La excitación se inhibe cuando la frecuencia es igual o inferior a 10 Hz.

La pendiente de baja frecuencia y la grafica de voltajes muestra una típica característica V/Hz se refleja en la pantalla de configuración del software RSLogix 5000.

La limitación de Volts / Hertz se activa automáticamente en el modo de AVR y limita el aumento de tensión en el modo de arranque suave. En la figura 3.13, se muestra la sub-pendiente de frecuencia y voltajes.

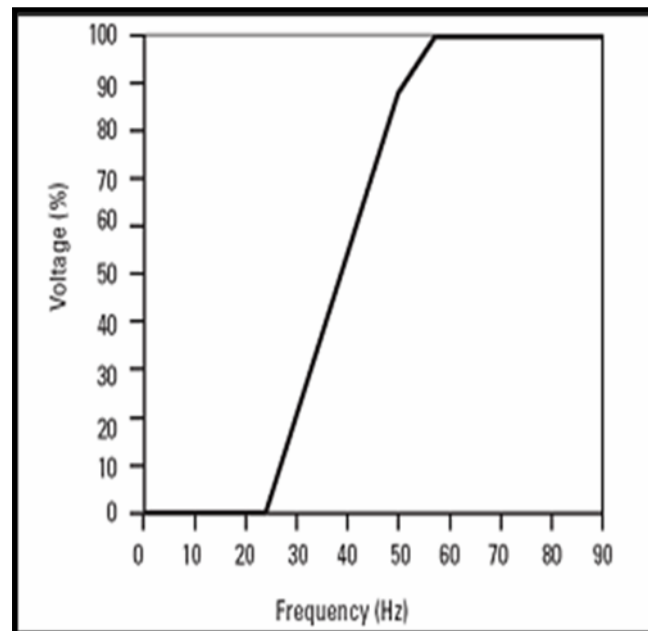


Figura 3.13. Sub-pendiente de Frecuencia y Voltajes de la Rodilla

3.2.1.8 Seguimiento Interno

La unidad CGCM proporciona una función de seguimiento entre los modos activados de operación y modos no activos de operación, para minimizar el potencial de inestabilidad que pueden producirse al momento de cambiar de un modo a otro.

3.2.1.9 Funciones de Protección del Generador

La unidad CGCM detecta las condiciones de falla enumeradas. Las fallas detectadas son comunicadas al controlador de lógico programable. Una bandera de falla se enciende hasta que la familia del controlador lógico programable lo reinicia en este caso es el RSLogic5000. Este controlador puede reiniciar todas las fallas mediante la etiqueta de ajuste **FltReset = 1** una vez que se despeja la condición de falla.

En la siguiente lista se muestran las funciones de protección del sistema del modulo de combinación de control de generación:

- La pérdida de corriente de excitación (40).
- Sobretensión de excitación (59F).
- Generador de sobretensión (59).
- Generador de baja tensión (27).
- La pérdida de detección (60FL).
- La pérdida del generador de imán permanente (PMG / potencia de excitación) (27).
- Inversa VAR (40Q).
- Sobre frecuencia (81O).
- Baja frecuencia (81U).

- Potencia inversa (32R).
- Monitoreo de diodos giratorios.
- Error de rotación de fase (47).
- Sobre-corriente del generador (51).

3.2.1.10 Sincronización

La unidad supervisa el generador y el voltaje del bus detectado en las entradas para proporcionar la sincronización entre el generador. La unidad CGCM ofrece tensión, fase y los parámetros de error de frecuencia, además de una señal permisiva de interruptor cerrado al controlador lógico programable. Esto permite controlar la fuerza electromotriz, lograr la sincronización de fase y la relación de tensión. También, puede proporcionar la sincronización entre dos buses mediante la medición de parámetros de sincronización adecuada.

Cuando se sincroniza un sistema con sistemas de diferentes configuraciones de medición, la configuración de sincronización debe tener en cuenta cualquier cambio de fase o diferentes tensiones entre los sistemas.

3.2.1.11 Iniciando Sincronización

Antes de realizar la sincronización, el controlador lógico debe inicializar ciertas etiquetas de salida con sus valores apropiados como se describe a continuación:

- **Sincronización Automática**

Se activa el sincronizador mediante el controlador estableciendo la etiqueta **AutoSyncEn** para calcular y corregir las etiquetas de error, controlando así la

sincronización de la tensión, frecuencia y fase. Cuando se cumplan las condiciones de la sincronización se establece la etiqueta apropiada para cerrar el interruptor.

- **Permisiva de Sincronización**

El controlador lógico establece la etiqueta **PermissiveSyncEn** para habilitar el modo de permisiva sincronización. Este modo es igual al modo de sincronización automática con la excepción que no calcula el error y las correcciones de las etiquetas. La unidad ajusta la etiqueta de interruptor cerrado cuando se cumplan las condiciones de sincronización.

- **Comprobar Sincronización**

Se establece en el controlador la etiqueta **CheckSyncEn** para habilitar el modo de verificación de sincronización. Este modo es el mismo que el modo de sincronización automática, salvo la unidad CGCM no establece una etiqueta de interruptor cerrado. Este modo es útil para probar el sistema.

- **Iniciar la sincronización**

El controlador lógico programable establece la etiqueta **InitiateSync** para comenzar el proceso de sincronización. Esta etiqueta deberá permanecer durante todo el proceso. Si la etiqueta de iniciar la sincronización se restablece se termina el proceso de sincronización.

La etiqueta de iniciar la sincronización permite el funcionamiento del modo de sincronización seleccionada. El controlador debe seleccionar uno y sólo uno de los tres modos descritos anteriormente. Si no están permitidas, se establece el modo

indefinido de la etiqueta de error de sincronización. Si se habilita más de uno de estas entradas, la unidad establece un conflicto en el indicador de error. En cualquier caso, la sincronización falla y se indica fracaso de sincronización.

3.2.1.12 Cálculo de Error de Sincronización

Cuando la sincronización está activa, el modulo de control calcula los errores de sincronización como se muestra en las siguientes ecuaciones:

$$\text{Error} = 100 * \frac{\text{Voltaje de bus} - \text{Voltaje del Generador}}{\text{Voltaje de Bus}} \quad (3.1)$$

$$\text{Error de Frecuencia} = \text{Frecuencia del Bus} - \text{Frecuencia del Generador} \quad (3.2)$$

$$\text{Error de Fase} = \text{Ang. de Volt de Fase del Bus} - \text{Ang. de Volt de Fase del Gen.} \quad (3.3)$$

3.2.1.13 Repartición de Potencia Activa

La función de repartición de potencia activa permite que dos o más unidades CGCM u otros dispositivos de control compatible, para controlar la carga de los generadores de tal manera que la misma salida en valor por unidad sean entregada por cada generador. Una señal DC de 0 a 5V se desarrolla para proporcionar el valor por unidad de la potencia activa del generador y alimentar a los terminales de repartición de la carga a través de una resistencia interna. La salida de repartición de la carga se actualiza cada 50 ms.

La dirección y la magnitud del flujo de corriente se utilizan para desarrollar el valor de error de repartición de carga, el cual se pone a disposición del controlador lógico programable utilizando este valor para el control del gobernador y el balance de la salida del generador conectado con los demás generadores.

La unidad CGCM presenta dos tipos de cambio de características, límite y rango, que trabajan juntos para proteger al sistema de inestabilidad.

Los límites definen el máximo valor del error en valor por unidad reportado al controlador. Los rangos definen el máximo cambio en el error de repartición de carga en el ciclo de actualización de la unidad expresados en porcentaje de kilovatios nominales por segundo.

3.2.1.14 Funciones de Medición

La unidad CGCM toma las mediciones basándose en las muestras de tensión y corriente obtenida desde la entrada y del software que posee el combinador. Todos los parámetros de control se derivan de estos valores. La exactitud se especifica como un porcentaje de la escala total.

Los parámetros medidos se comunican con el controlador lógico programable a través de la tabla no programada escrita donde se establecen los valores de las constantes del sistema de generación, la tabla muestra todos los parámetros medidos y su precisión.

A continuación se muestran las funciones de medición, correspondientes a parámetros que se registran en el controlador:

- Tensión.
- Corriente.
- Frecuencia.
- Potencia real.
- Potencia aparente.
- Potencia Reactiva.
- Factor de Potencia.
- Energía Real (kWh).
- Energía Aparente (kVAh).
- Energía Reactiva (kVARh).
- Controlador de corriente de excitación y tensión.
- Diodo de control de nivel rizado.
- Error repartición de carga.
- Parámetros de sincronización.

3.2.1.15 Redundancia

La unidad CGCM es capaz de ser usado en modo redundante que proporciona la transferencia automática de control a una unidad de CGCM secundaria. En una configuración redundante, la familia del controlador lógico programable es el principal responsable de la detección de condiciones del sistema de potencia que requieren de una transferencia de control. La unidad CGCM también puede iniciar una transferencia de control en el caso de ciertas fallas en la unidad CGCM.

3.2.2 Gobernador

Los turbogeneradores de la planta de generación Budare poseen dos modos de control para su modelo gobernador y se permite la transferencia entre ellos.

- Control de velocidad constante (Isochronous): no cambia la velocidad con cambios en la carga, por lo tanto la velocidad constante y carga variable.
- Velocidad variable (Droop): varía la velocidad con incremento de carga.

Cuando haya varios generadores conectados en paralelo en modo aislado con el control de velocidad constante habilitado, las unidades conectadas en paralelo compartirán la carga.

Cuando haya varios generadores conectados en paralelo en modo aislado con el control de velocidad variable habilitado, las unidades conectadas en paralelo no compartirán la carga.

La unidad turbogeneradora Solar Taurus 60 posee un modelo matemático de su gobernador al igual que sus diferentes sistemas de control como la excitatriz suministrada por el fabricante. Este modelo actualmente se encuentra funcionando en control de velocidad constante por su condición de sistema aislado.

En la figura 3.14 se muestra el modelo matemático del gobernador Solar Taurus 60.

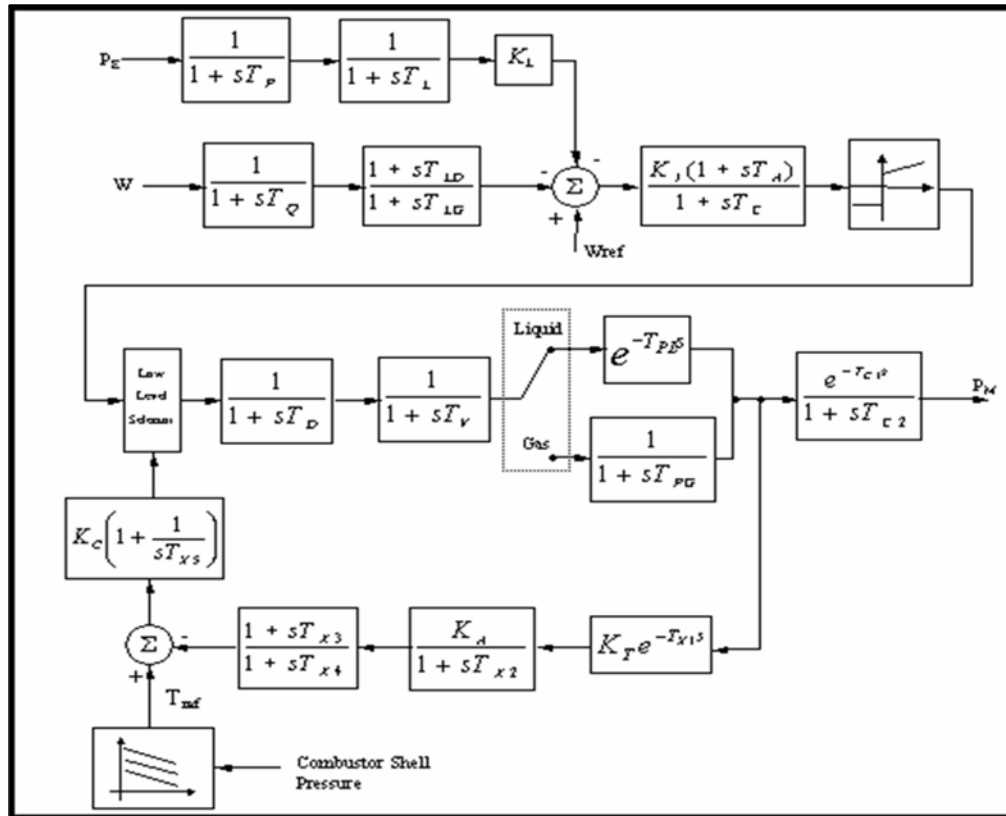


Figura 3.14. Modelo Matemático del Gobernador Solar Taurus 60

En la siguiente tabla 3.10 se muestra la definición de los parámetros del modelo del gobernador. Estos valores son los mismos tanto para cualquier modo de control.

Tabla 3. 10. Parámetros del Gobernador

Parámetros	Valor	Unidad	Descripción
T1	0.04	Seg.	Constante de tiempo del retraso del controlador
T2	0.65	Seg.	Constante de tiempo velocidad inicial del compensador
T3	0.15	Seg.	Constante de tiempo de velocidad de atraso del compensador

Parámetros	Valor	Unidad	Descripción
T4	2.5	Seg.	Constante de tiempo de reinicio del gobernador
T5	0.2	Seg.	Constante de tiempo de la cámara de combustión
T6	0.04	Seg.	Constante de tiempo del retraso del controlador
T7	0.5	Seg.	Constante de tiempo del termopar
T8	1.0	Seg.	Constante de tiempo de producción de gas
Th1	0.02	Seg.	Constante de tiempo del controlador recursor
Th2	0.02	Seg.	Constante de tiempo del controlador recursor
KS	12	p.u	Ganancia del control de velocidad
KT	10	p.u	Ganancia del control de temperatura
Kmax	0.1	p.u	Ganancia del cargador máximo delta de combustible
Kmin	-0.05	p.u	Ganancia del cargador mínimo delta de combustible
MinGOV	-0.1	p.u	Mínimo del gobernador en vacío
Pmax	1.2	p.u	Máxima potencia mecánica
Pmin	-0.07	p.u	Mínima potencia mecánica
Gmax1	1.05	p.u	Máxima producción de gas
Gmin1	0.0	p.u	Mínimo producción de gas
Gmax2	Variable	p.u	Máximo de combustible
Gmin2	Variable	p.u	Mínimo de combustible
Psolo	0.5	p.u	Umbral de control solonox
R	0.06	p.u	Velocidad de caída de voltaje
Tref	1.1	p.u	Temperatura de referencia

CAPÍTULO IV

VARIABLES ELECTRICAS Y ESTABILIDAD TRANSITORIA

Este capítulo muestra las variables eléctricas obtenidas a través de mediciones realizadas en el sistema eléctrico general y en cada turbogenerador durante 24 horas, en dos días diferentes. Estos registros permitirán analizar el comportamiento del sistema de generación de los turbogeneradores. Además este capítulo contiene el estudio de estabilidad transitoria realizado a través de simulación mediante el software computacional ETAP, donde se considera el modelo matemático del regulador automático de voltaje y del gobernador, simulando diferentes escenarios para observar el comportamiento del ángulo absoluto del rotor.

4.1 Variables Eléctricas

Las variables eléctricas se registran mediante el modulo de combinación de control del generador y son observadas a través del software de visualización Solar Turbine TT4400, tanto para el sistema eléctrico general como para identificar el comportamiento de las variables eléctricas en los turbogeneradores. Se registraron mediciones en dos días porque típicos, el día lunes 5 de octubre y el viernes 23 de octubre de 2009, se tomaron estos dos días porque presentaban características diferentes en un día normal de semana, con jornada laboral, educativa y comercial normal.

4.1.1 Variables Eléctricas del Sistema Eléctrico

Se presentan registro de variables eléctricas tales como: potencia activa, corriente, potencia reactiva y voltaje. Se consideran los dos escenarios lunes 5 de octubre y viernes 23 de octubre de 2009.

4.1.1.1 Registro de Variables Eléctricas en el Escenario 1

Este escenario corresponde a las mediciones obtenidas el día 23 de octubre de 2009, en las figuras 4.1, 4.2, 4.3 y 4.4 se muestran las mediciones obtenidas durante 24 horas desde la 01:00 hora hasta las 00:00 hora, la potencia activa, potencia reactiva, corriente de carga y voltaje de la barra colectora respectivamente. Se observa que el sistema presenta una potencia activa con pocas variaciones, presenta un valor de 10.23 MW en su pico más alto y un valor promedio de la potencia activa de 8.94 MW, esta potencia va de la mano con la corriente de carga del sistema la cual es de 430 A como valor pico y un valor promedio de 350 A, el voltaje de barra que esta ajustado en las unidades turbogeneradoras, presenta un incremento de su valor nominal de 4.5%. Por otro lado la potencia reactiva que se refiere a la energía no útil del sistema, varía constantemente para compensar el sistema y arroja un factor de potencia mayor a 90% como se demuestra a continuación.

Promedio de la Potencia Activa: 8,943 MW

Promedio de la Potencia Reactiva: 1,36 MVAR

$$FP = \cos \theta \quad (4.1)$$

$$\theta = \tan^{-1} \left[\frac{MVAR}{MW} \right] \quad (4.2)$$

Sustituyendo en la ecuación 4.2 se tiene que el ángulo θ del factor de potencia es 8.647 y aplicando la ecuación 4.1 se obtuvo el siguiente resultado:

$$FP = 0.988$$

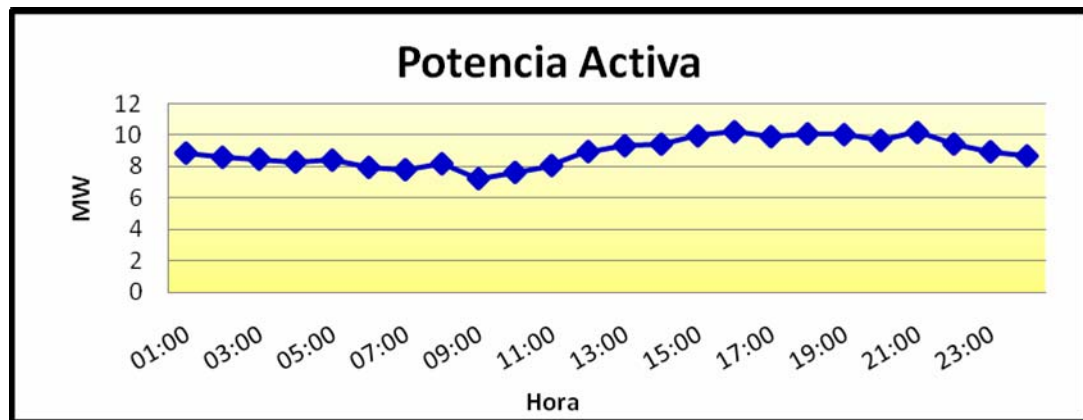


Figura 4.1. Potencia Activa del Sistema

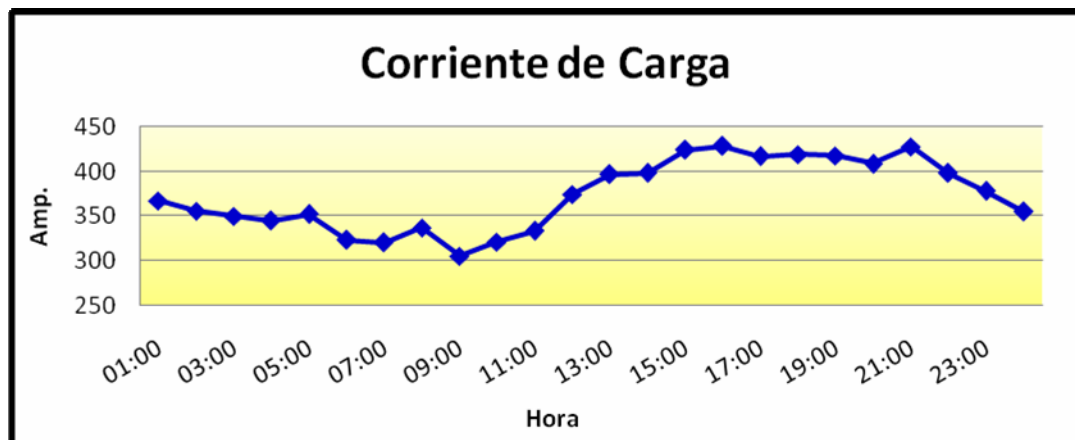


Figura 4.2. Corriente de Carga del Sistema

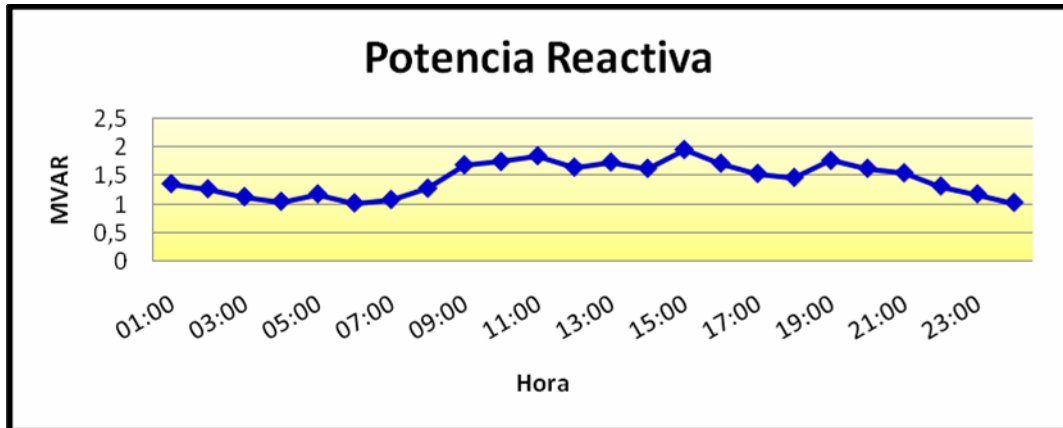


Figura 4. 3. Potencia Reactiva del Sistema

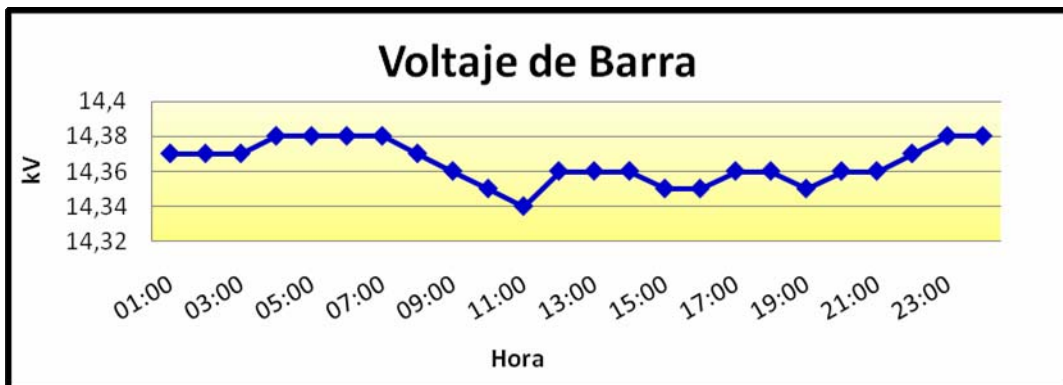


Figura 4.4. Voltaje de la Barra Colectora del Sistema

4.1.1.2 Registro de Variables Eléctrica en el Escenario 2

En las figuras 4.5, 4.6, 4.7 y 4.8 se muestran los registros de mediciones del día 5 de octubre de 2009, la potencia activa, potencia reactiva, corriente de carga y voltaje de la barra colectora respectivamente. La entrega de potencia activa en el sistema de la planta tiene un valor promedio de 8.33 MW y su pico más alto es de 10.13 MW a las 21:00 horas, indicando que no presentan mucha variación con respecto al del día 23 de octubre de 2009.

Se observa que no existe ninguna variación importante en la grafica de la corriente de carga, esta se ajusta automáticamente con respecto a la potencia requerida por el sistema al igual que el voltaje de la barra. La potencia reactiva tiene un valor máximo de 1.92 MVAR y un valor promedio de 1.29 MVAR, en cuanto al voltaje de barra, se detecta que el valor máximo es de 14.42 kV y el valor mínimo es de 14.39 kV, presenta variaciones de 4.2 % al 4.5% por encima del valor nominal del turbogenerador, lo que indica que está cerca del permitido por la norma PDVSA N-525 PDVSA N-252 (Anexo A). El sistema mantiene un factor de potencia aceptable como se muestra a continuación:

Promedio de la Potencia Activa: 8.33 MW

Promedio de la Potencia Reactiva: 1.29 MVAR

$$FP = \cos \theta \quad (4.3)$$

$$\theta = \tan^{-1} \left[\frac{MVAR}{MW} \right] \quad (4.4)$$

Sustituyendo los valores de potencia activa y reactiva en la ecuación 4.4 se tiene que el ángulo θ del factor de potencia es 8.803 y aplicando la ecuación 4.3 da como resultado el siguiente valor:

FP: 0.988

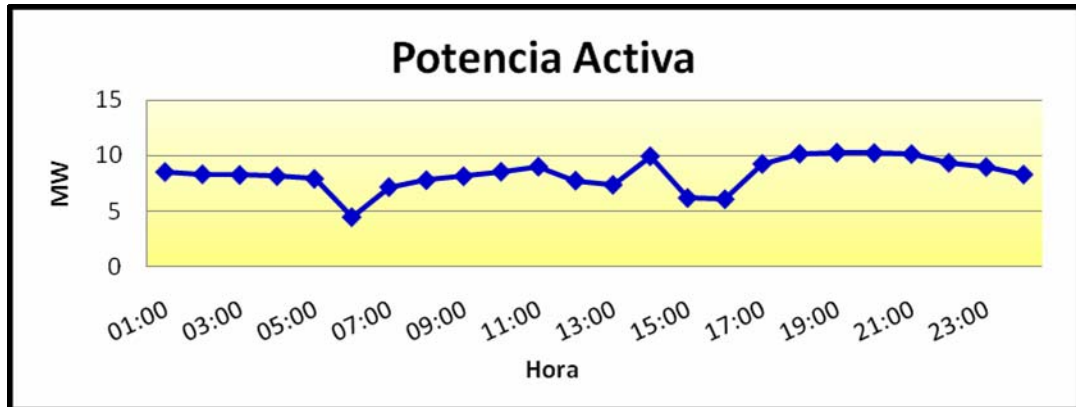


Figura 4. 5. Potencia Activa del Sistema

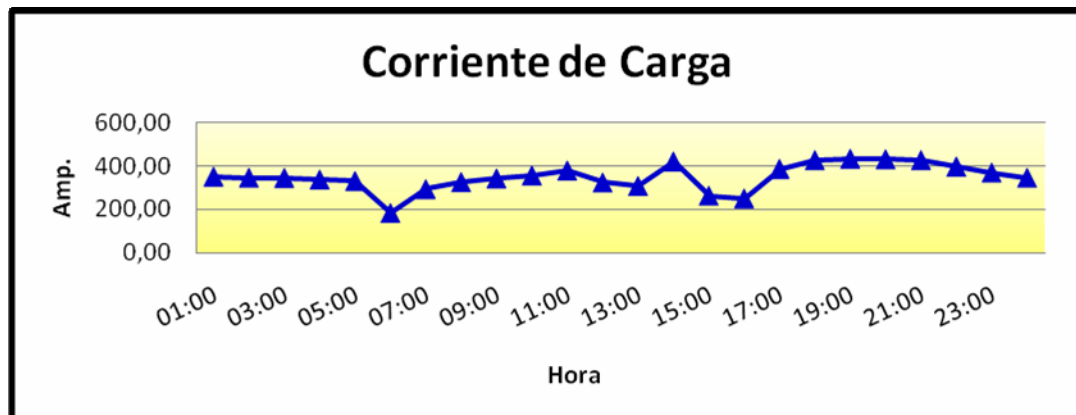


Figura 4.6. Corriente de Carga del Sistema

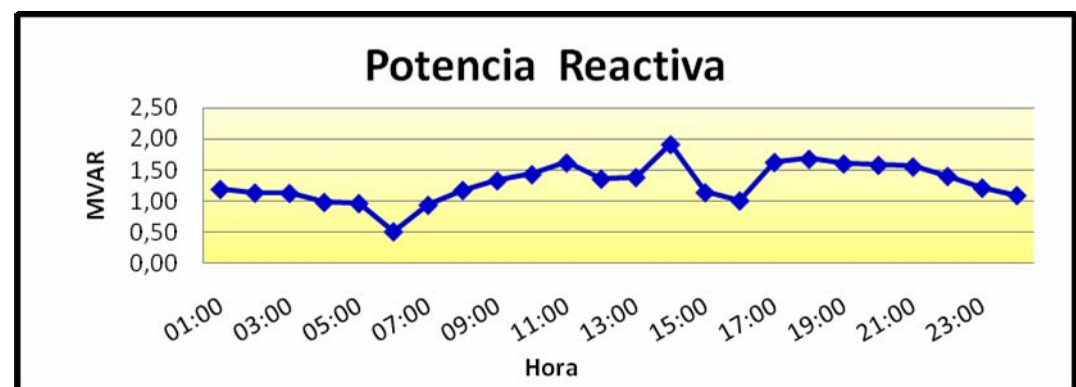


Figura 4.7. Potencia Reactiva del Sistema

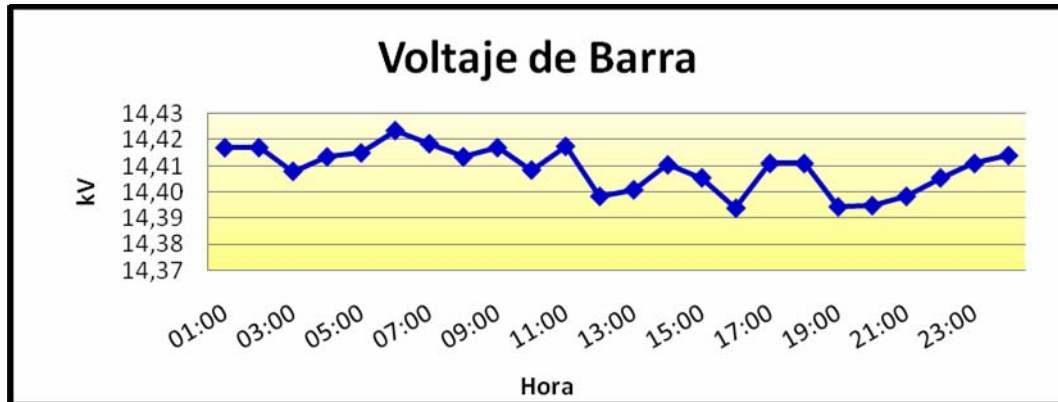


Figura 4.8. Voltaje de Barra

4.1.2 Variables Eléctricas de los Turbogeneradores

Se registraron mediciones eléctricas en la salida de los turbogeneradores, presentando variables eléctricas, tales como, potencia activa, potencia reactiva, voltaje de generación, voltaje de excitación, frecuencia y corriente de carga.

4.1.2.1 Registro de Variables Eléctricas en las Unidades Turbogeneradoras, Escenario 1

El escenario 1 corresponde a las variables registradas de las tres unidades turbogeneradores TG-1, TG-2 y TG-3 durante 24 horas el día 23 de octubre de 2009, en las figuras 4.5, 4.6, 4.7, 4.8, 4.9 y 4.10, se presenta el comportamiento de variables eléctricas, tales como, potencia activa, potencia reactiva, voltaje de generación, voltaje de excitación, frecuencia y corriente de carga.

La potencia activa se comparte de manera equitativa entre las (03) unidades turbogeneradoras sin ninguna variación importante por ende la corriente de carga tiende a presentar una grafica similar a la de esta potencia, puesto que es directamente proporcional. La potencia activa presenta un valor máximo de 3.58 MW y un valor

promedio de 2.98 MW. La corriente presenta un valor máximo de 147 A y un valor promedio de 124 A.

La potencia reactiva presenta muchas variaciones a través del tiempo esto tiene que ver con el aumento del voltaje de generación ajustado a un valor de 4.5% por encima de su valor nominal, para mantener el voltaje nominal en las cargas que se encuentren lejos de la fuente, esto influye tanto en la potencia reactiva como en el voltaje de excitación colocando a las turbomaquinarias en una condición de sobreexcitación ya que aumenta el voltaje en los bornes. Por otro lado la frecuencia de cada unidad es contante durante todo el día observado.

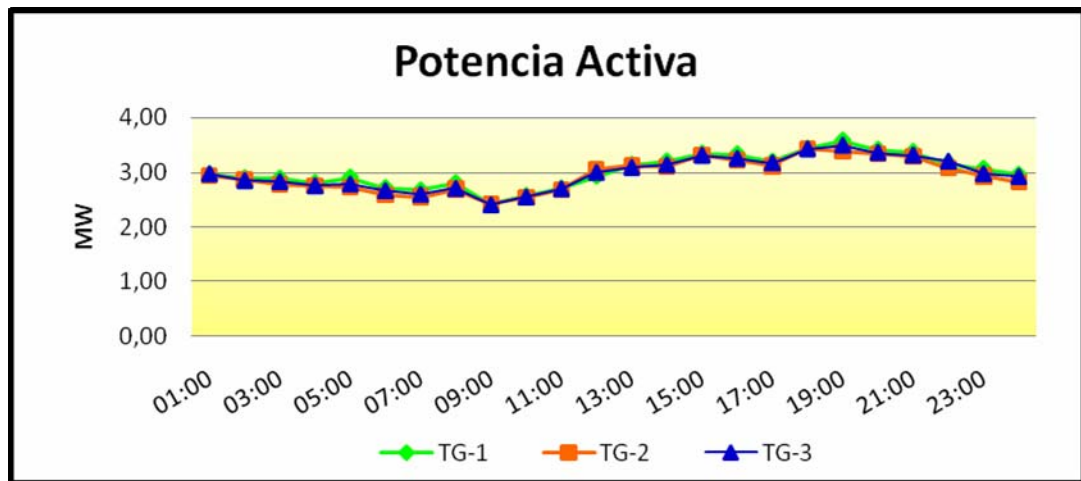


Figura 4.9. Potencia Activa de los Turbogeneradores

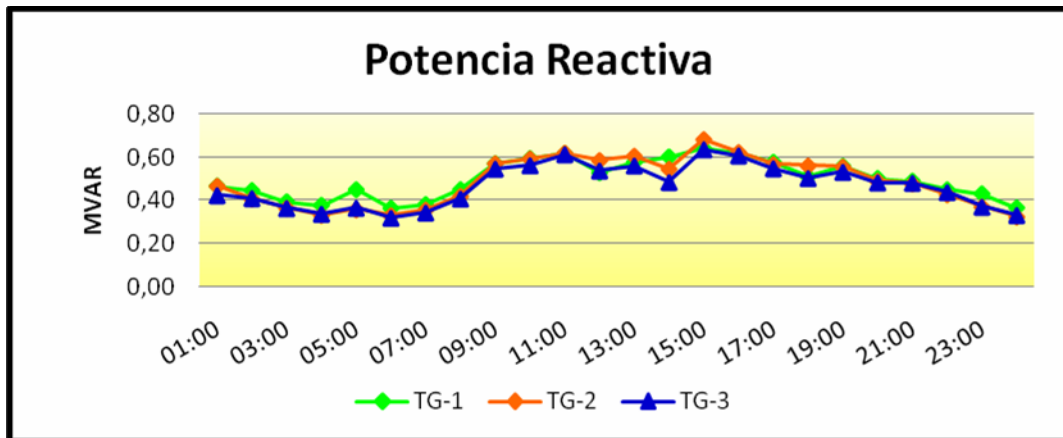


Figura 4.10. Potencia Reactiva de los Turbogeneradores

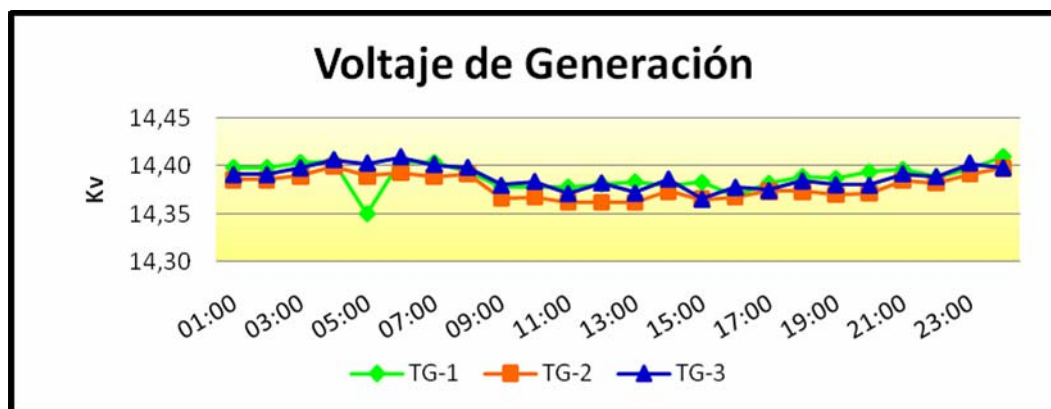


Figura 4.11. Voltaje de Generación de los Turbogeneradores

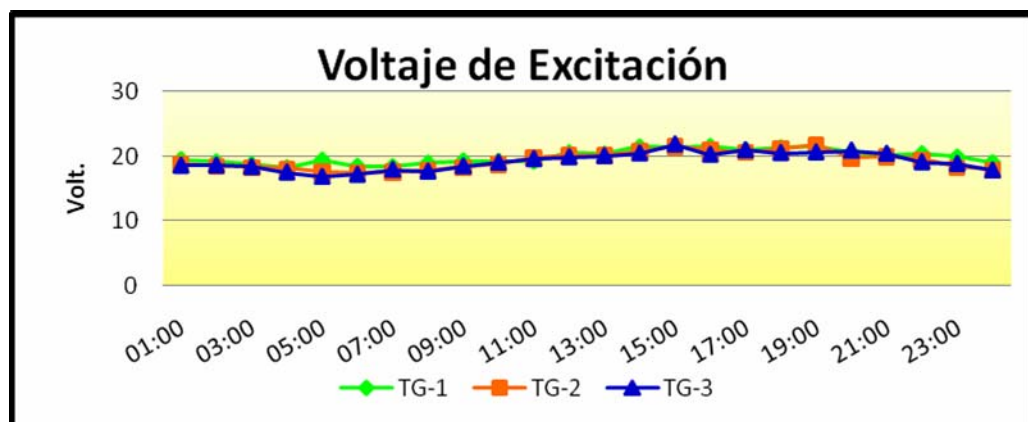


Figura 4. 12. Voltaje de Excitación de los Turbogeneradores

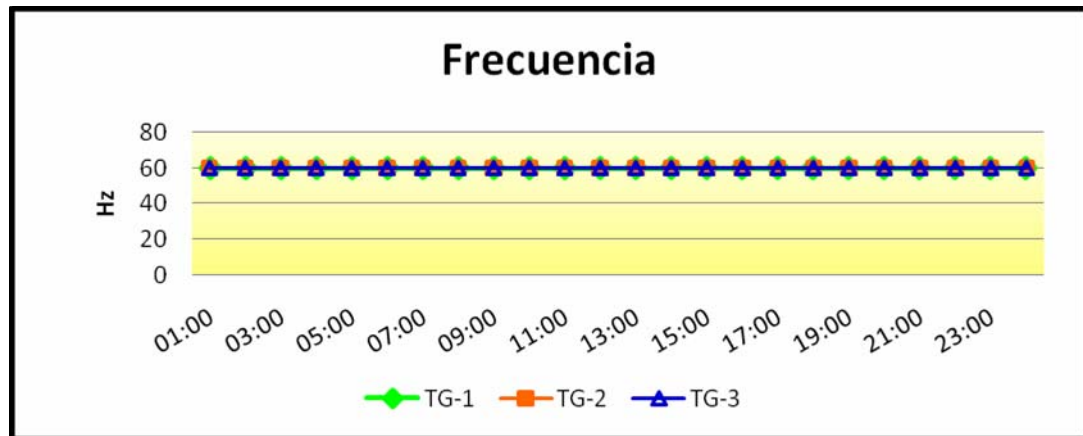


Figura 4.13. Frecuencia de los Turbogeneradores

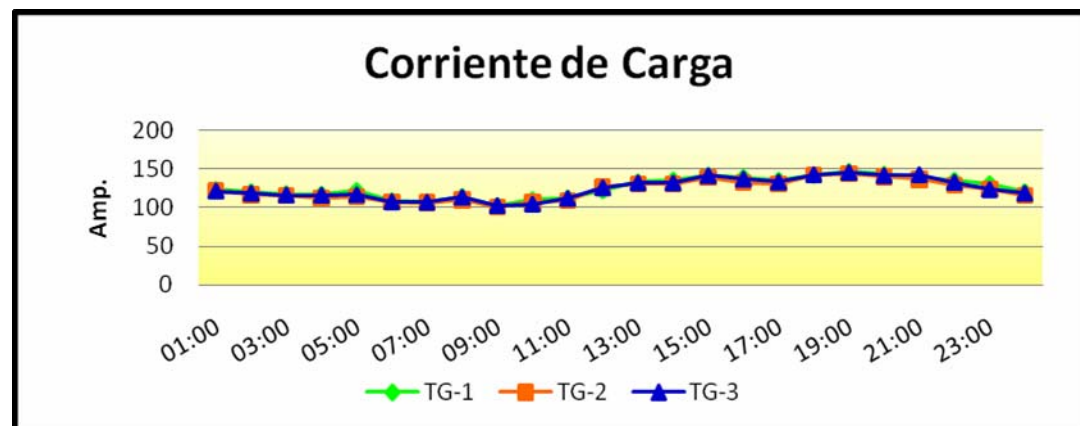


Figura 4.14. Corriente de Carga de los Turbogeneradores

4.1.2.2 Registro de variables eléctricas en las unidades turbogeneradoras, Escenario 2

Este escenario se presentan las variables eléctricas durante el día 5 de octubre de 2009, en las figuras 4.15, 4.16, 4.17, 4.18, 4.19 y 4.20 se muestra el comportamiento de la potencia activa, potencia reactiva, voltaje de generación, voltaje de excitación, frecuencia y corriente de carga de cada turbogenerador. Para este día se observó el desempeño de los turbogeneradores ante paradas programadas, la unidad turbogeneradora TG-4 estuvo en servicio en dos ocasiones mientras que

TG-1 fue puesta en servicio a las 07:00 horas y TG-2 tuvo una parada a las 12:00 horas después de haber estado funcionando ininterrumpidamente las últimas horas del día anterior, por otra parte la unidad TG-3 estuvo en servicio durante todo el día.

Es evidente que los turbogeneradores pueden controlar la repartición de la potencia activa entre ellos. La potencia reactiva tiende a variar y no puede manejarse al momento de un arranque o parada de algún turbogenerador, como se observa cuando el TG-1 fue puesto en servicio, el cual no es capaz de alcanzar los picos de las demás turbomaquinarias manteniéndose por debajo, con un valor de 0.54 MVAR en su pico más alto mientras que las demás tiene un valor máximo de 0.69 MVAR, en consecuencia las unidades no comparten de manera equitativa la potencia reactiva. Sin embargo las unidades turbogeneradoras mantienen el voltaje de generación ajustado, sin exceder el 5% por encima de su valor nominal como lo establece la norma PDVSA N-252, el valor del voltaje de generación varía a través del tiempo con un rango de 14.39 kV a 14.442 kV, sin mantener esta variable sincronizada entre los turbogeneradores como el día 23 de octubre de 2009. El voltaje ajustado se logra aumentando el voltaje de excitación de la unidad obteniendo la tensión deseada en los bornes y el crecimiento de generación de reactivos.

La potencia activa presenta un valor promedio 2.8 MW y un valor máximo de 3.42 MW, aunque a las 12 horas la unidad TG-1 tiene un valor de 3.05 MW mientras que las demás unidades tienen un valor de 2.36 MW, esto mismo sucede con la corriente de carga a esta hora el turbogenerador TG-1 arrojó un valor de 128 A, mientras que las otras turbomaquinarias poseían un valor de 99 A. El valor máximo de la corriente de carga es de 146 A y un valor promedio de 118 A.

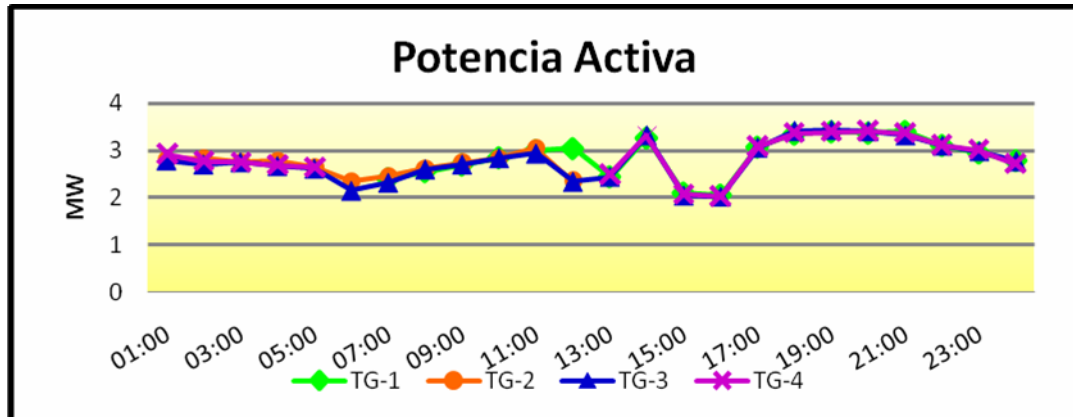


Figura 4. 15. Potencia Activa de los Turbogeneradores

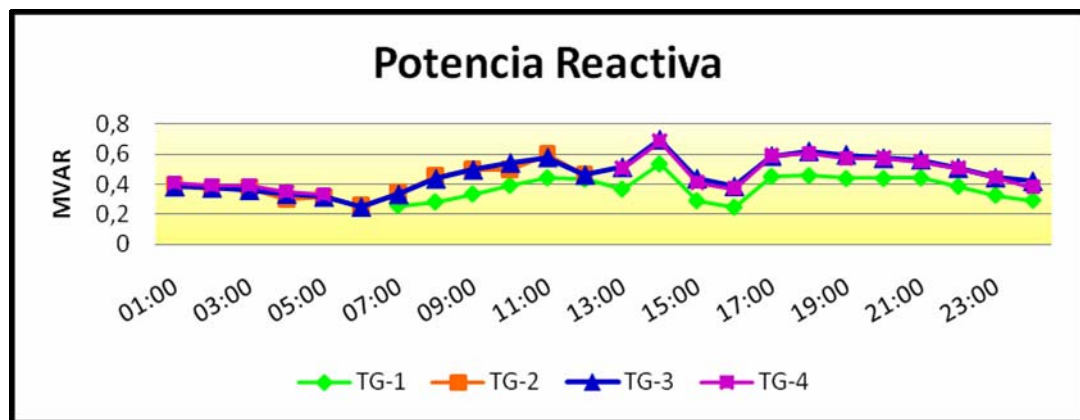


Figura 4.16. Potencia Reactiva de los Turbogeneradores

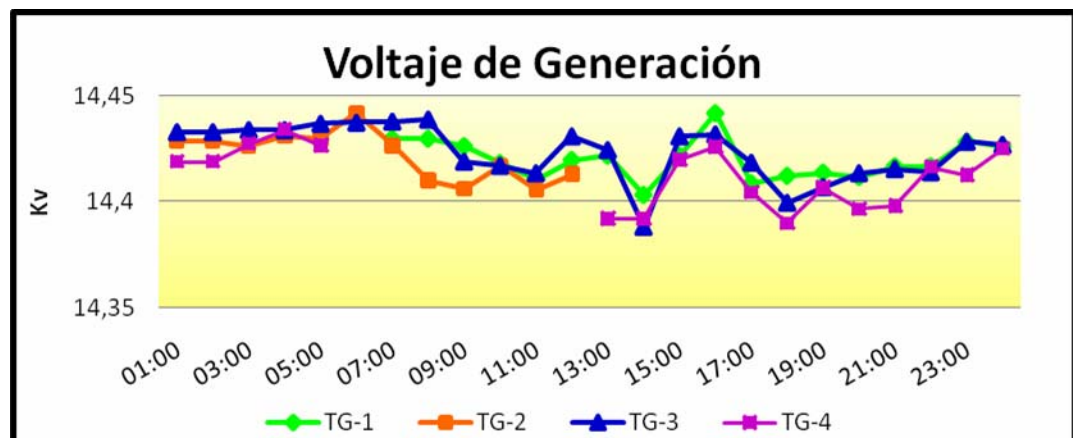


Figura 4.17. Voltaje de Generación de los Turbogeneradores

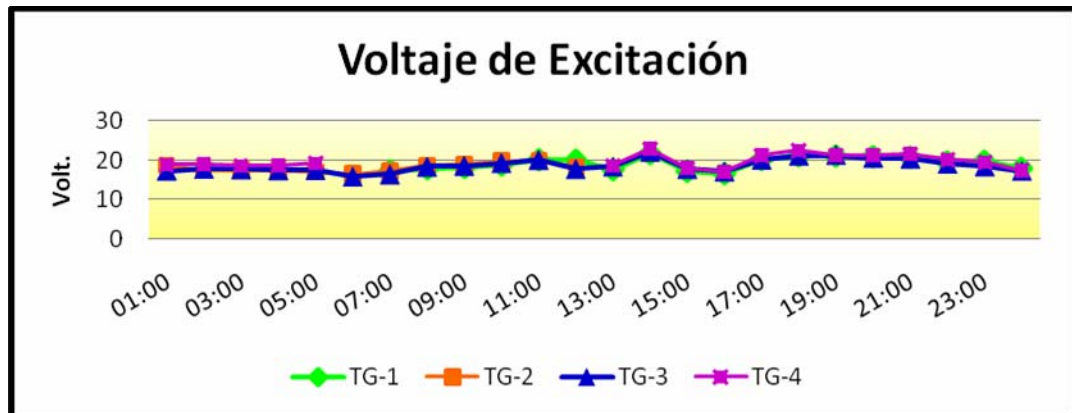


Figura 4. 18. Voltaje de Excitación de los Turbogeneradores

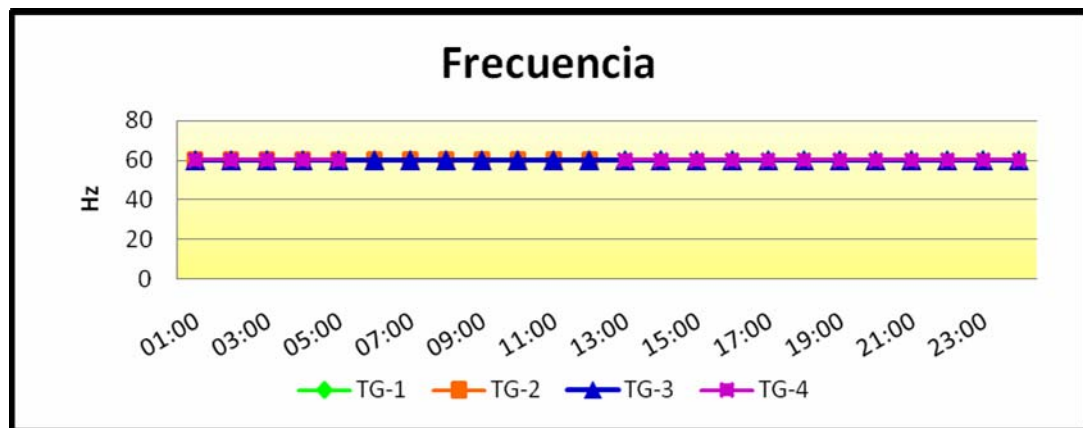


Figura 4.19. Frecuencia de los Turbogeneradores

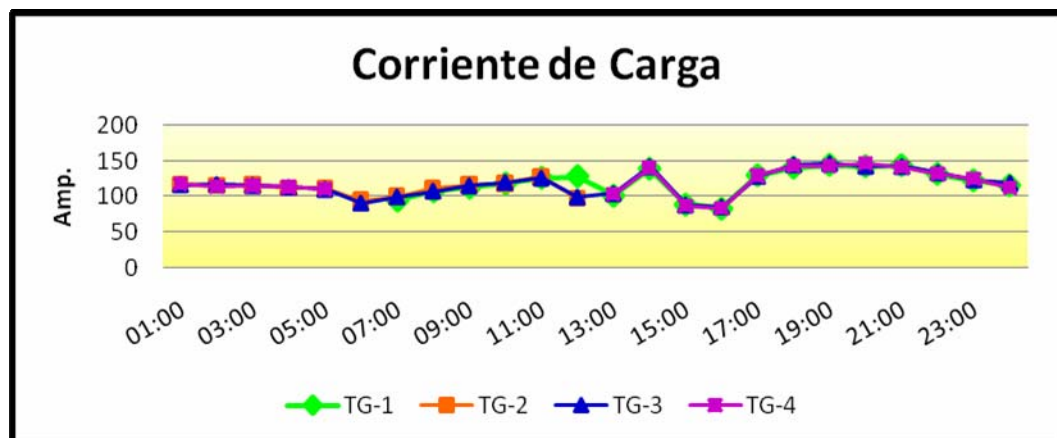


Figura 4 20. Corriente de Carga de los Turbogeneradores

4.1.3 Influencia de la Temperatura Ambiental en las Unidades Turbogeneradoras

Las unidades turbogeneradoras poseen termopares activos que registran el valor de la temperatura ambiente llamada T1, se toma en cuenta para el rendimiento de la máquina al momento de entregar potencia activa, en la pantalla de visualización de temperaturas de la turbina mediante el software Solar Turbine TT4400 se muestra la temperatura T1. De acuerdo al valor de esta temperatura ambiente, se estable un valor pico de entrega de potencia activa, así como también, su alarma de parada.

En la figura 4.21 se muestra la grafica estándar de las unidades turbogeneradoras, donde la curva de color rojo es la que delimita la entrega máxima de potencia activa dependiendo de la temperatura ambiente de la planta de generación. Para los días 05 de octubre y 23 de octubre de 2009 la planta de generación eléctrica Budare poseía una temperatura ambiente que variaba desde los 80 °F a 100 °F y un valor promedio de 87.7 °F. Con respecto a los valores de la temperatura T1 de los días observados el valor de la potencia máxima de entrega por cada turbogenerador es de aproximadamente 4.4 MW un 84.6% de su potencia nominal, tomando en cuenta este valor y los valores máximos de la potencia activa de los turbogeneradores en los dos días estudiados se tiene la tabla comparativa 4.1:

Tabla 4. 1. Tabla Comparativa de Potencia Activa

Día	Potencia Actual	Potencia Máxima de Entrega	Potencia de Reserva
05 de octubre de 2009	3.42 MW	4.4 MW	0.98 MW
23 de octubre de 2009	3.58 MW	4.4 MW	0.82 MW

A pesar de que la planta de generación Budare posee una capacidad instalada de 20.8 MW, la grafica de potencia máxima de entrega indica que los (04) turbogeneradores pueden entregar hasta 17.6 MW por las condiciones ambientales en que se encuentran los turbogeneradores. . En lo que respecta a la situación actual de la planta con (03) turbogeneradores en funcionamiento y una carga promedio diaria de 9 MW, la capacidad de entrega máxima es de 13.2 MW y solo cuenta con una reserva de 4.2 MW.

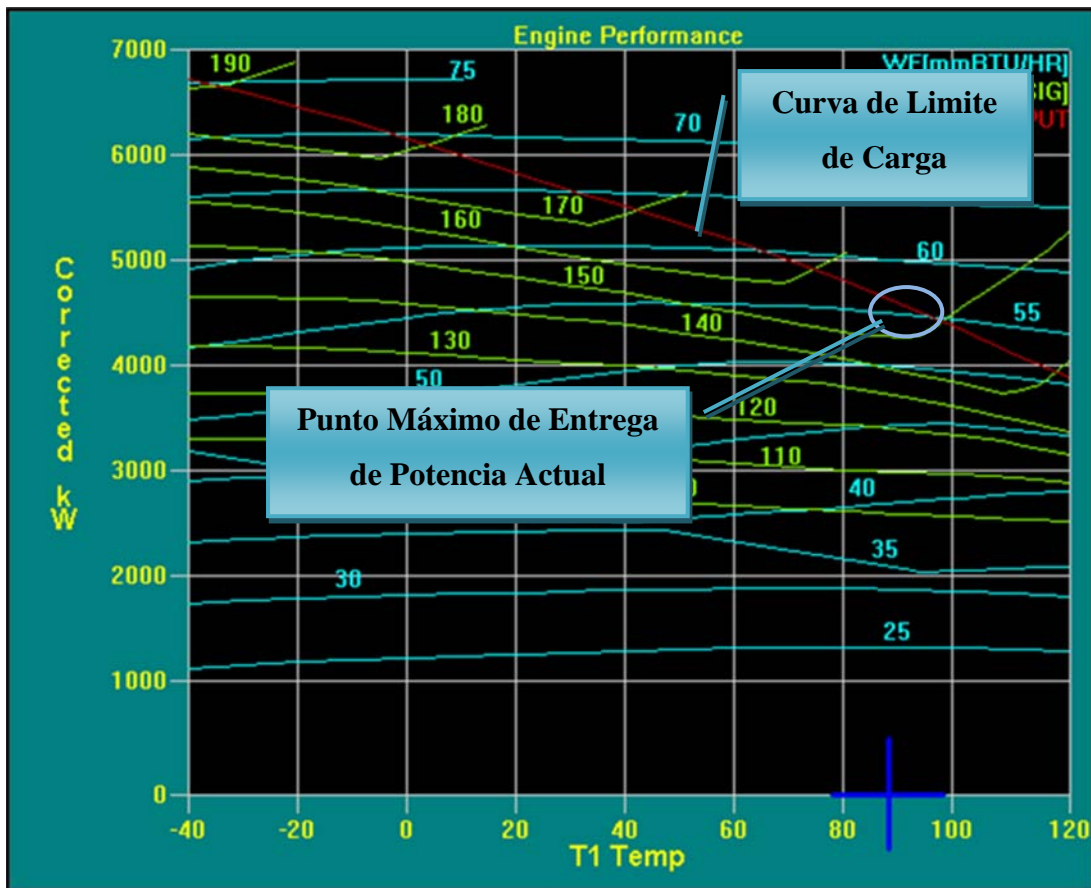


Figura 4. 21. Grafica Estándar de Potencia Activa vs. Temperatura Ambiente de las Unidades Turbogeneradoras.

4.2 Estabilidad Transitoria

4.2.1 Software Computacional ETAP

El ETAP (Electrical Power System Analysis) es la herramienta más completa de análisis y control para el diseño, simulación y operación de sistemas de potencia eléctricos de generación, distribución e industriales. El módulo de estabilidad transitoria permite llevar a cabo simulaciones de perturbaciones y eventos que afectan la correcta operación del sistema, así como, evaluar su respuesta ante deslastres de carga y transferencias automáticas, determinar tiempos críticos para despeje de faltas y arranque de generadores. Asimismo, se puede evaluar la interacción entre sistemas independientes, simular la operación automática de dispositivos de protección y equipos de corte, así como el efecto sobre el sistema de arranques y reacceleración de motores. La facilidad que brinda la herramienta para ejecutar simulaciones se combina con la visualización de resultados en una interface gráfica que permite al usuario dominar todos los aspectos de la estabilidad transitoria en sistemas de potencia.

Los resultados del estudio se pueden ver según los elementos seleccionados. La herramienta de tiempo de duración de estabilidad transitoria se puede utilizar para ver los resultados en cualquier momento durante el período de estudio seleccionado. Además, se pueden ver resultados utilizando los gráficos de estabilidad transitoria, eligiendo el tipo de gráfico que se desea observar y analizar. En el anexo B de este trabajo de investigación se describe con más detalle las funciones del ETAP con respecto a la estabilidad transitoria.

4.2.2 Datos Requeridos para la Simulación

Con el fin de lograr unos resultados que se asemejen a la realidad del sistema eléctrico de la planta de generación Budare se recolectaron los datos característicos de los turbogeneradores lo cuales son necesarios para que el programa realice la simulación. A continuación se muestran estos valores en la siguiente tabla.

Tabla 4.2. Impedancia/Modelo del Generador

IMPEDANCIA		
<i>Parámetros</i>	<i>Descripción</i>	<i>Valor</i>
Xd''	Eje directo Sub-transitorio	0.185 p.u
Xd'	Eje directo Transitorio	0.24 p.u
X2	Secuencia Negativa	0.221 p.u
Xo	Secuencia cero	0.082 p.u
X/R	Relación de cortocircuito	0.48 p.u
MODELO DINÁMICO		
Xd	Eje Directo Sincrónico	2.079 p.u
Xq	Eje de Cuadratura Sincrónico	1.256 p.u
Xq'	Eje de Cuadratura Transitorio	1.256 p.u
Xq''	Eje de Cuadratura Sub-Transitorio	0.274 p.u
Tdo'	Constante de Tiempo del Eje Directo Transitorio en Circuito Abierto	3.90 seg.
Tdo''	Constante de Tiempo del Eje Directo Sub-Transitorio en Circuito Abierto	0.054 seg.
S (1.0)	Factor de Saturación	1.3
S (1.2)	Factor de Saturación	2.74
H	Inercia total del Turbogenerador	3.526

4.2.3 Escenarios de la Simulación

Para efectos de este trabajo se realizaron varios escenarios basados en la pérdida de generación y fallas trifásicas, con la finalidad de determinar la estabilidad transitoria de las unidades turbogeneradoras. Los escenarios que se presentan a continuación se basan en las fallas más importantes que pueden ocurrir en el sistema eléctrico de la planta y su análisis se basará en el comportamiento del ángulo absoluto del rotor, el cual está relacionado con la capacidad de las unidades turbogeneradoras de permanecer en sincronismo bajo condiciones normales de operación y después de estar sometido a una perturbación o falla.

4.2.3.1 Escenario 1

Pérdida de Generación TG-2: Los turbogeneradores TG-2, TG-3 y TG-4 están en servicio, a los 400 ms de operación la unidad N° 2 tiene una parada no programada por razones desconocidas. En la figura 4.22, se muestra el evento simulado en el software para este caso.

El software computacional arrojó una gráfica mostrando el comportamiento del ángulo absoluto del rotor durante 10 segundos, tiempo necesario para saber si las turbomaquinarias son estables de acuerdo con la norma IEEE Std. 399-1997 (Anexo C). Dicha gráfica se muestra en la figura 4.23.

En la figura 4.23 se puede apreciar que los generadores TG-3 y TG-4 alcanzan su máximo valor de ángulo tratando de estabilizar sin poder lograrlo, pero aun así mantienen el sincronismo entre ellas en todo momento.

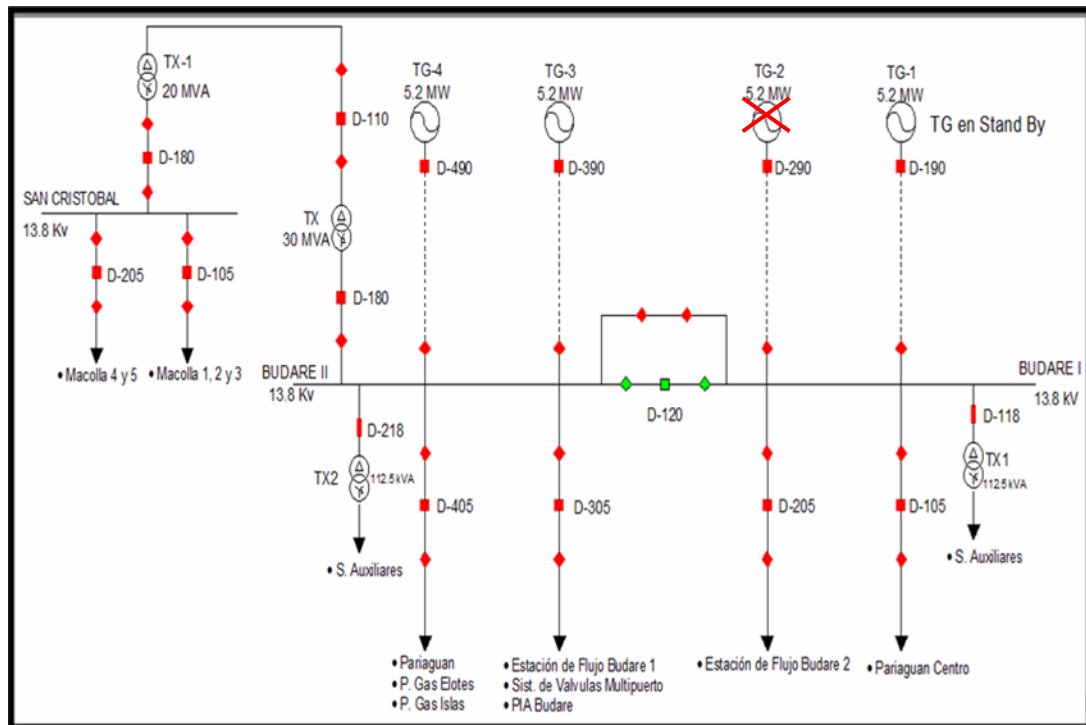


Figura 4.22. Diagrama Unifilar con Escenario 1

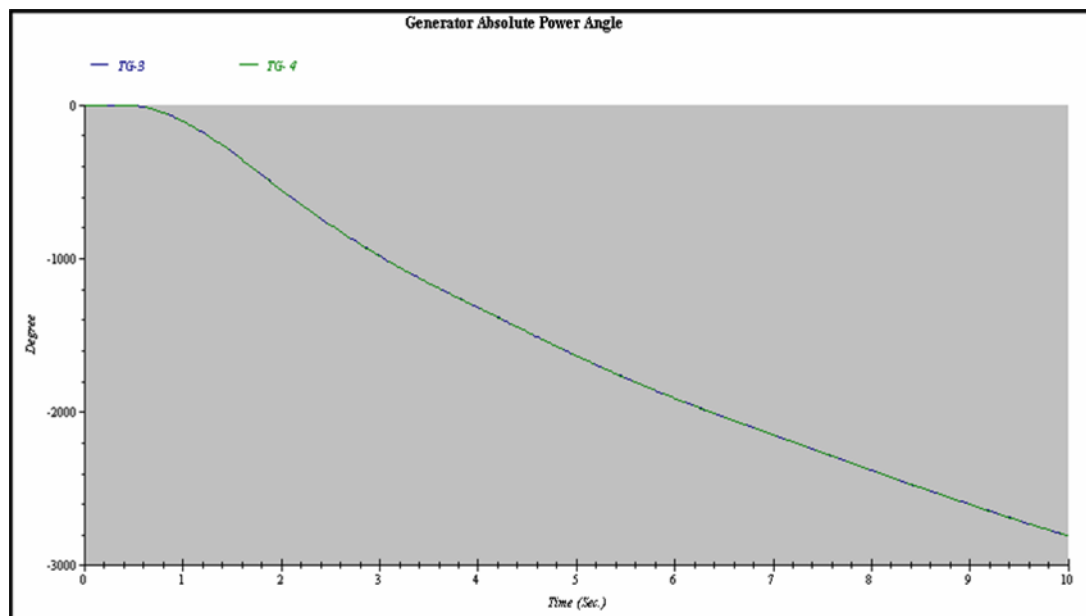


Figura 4.23. Angulo de Potencia de TG-3 y TG-4.

4.2.3.2 Escenario 2

Falla en la Sub-Estación San Cristóbal: Las unidades turbogeneradoras TG-2, TG-3 y TG-4 se encuentran en funcionamiento mientras que en la barra colectora de la sub-estación San Cristóbal ocurre una falla trifásica la cual es despejada por la protección actuada en el interruptor principal D-180 de la sub-estación San Cristóbal como se señala en la 4.24, también se observa el evento propuesto para este escenario.

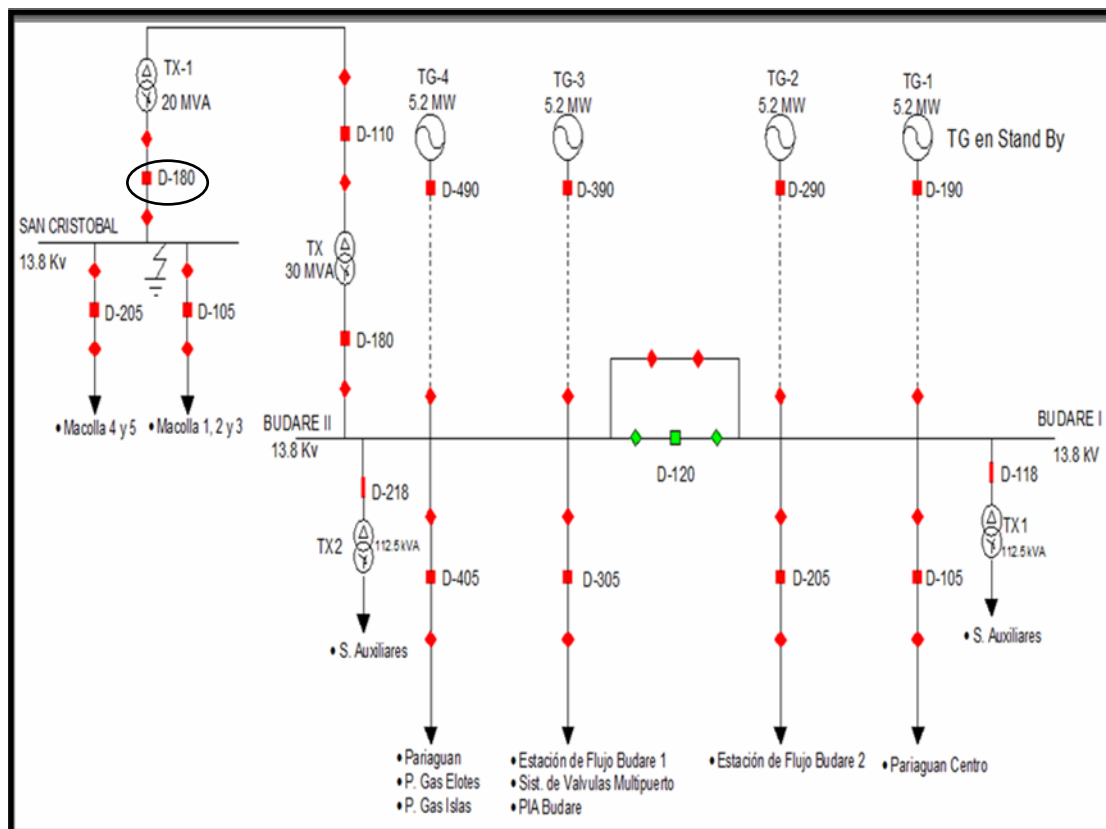


Figura 4. 24. Diagrama Unifilar con Escenario 2

En las figuras 4.25 y 4.26 se pueden observar las gráficas obtenidas mediante el simulador para este escenario a los 10 segundos y 30 segundos respectivamente. Los 30 segundos se toman en cuenta para poder apreciar donde el sistema vuelve a su estado permanente.

En las mencionadas figuras se observa que TG-2, TG-3 y TG-4 mantienen su sincronismo entre las unidades turbogeneradoras y el ángulo del rotor oscila alcanzando un valor máximo de 20 grados eléctricos para luego decrecer y logra la estabilidad en un valor cercano a los 30 segundos.

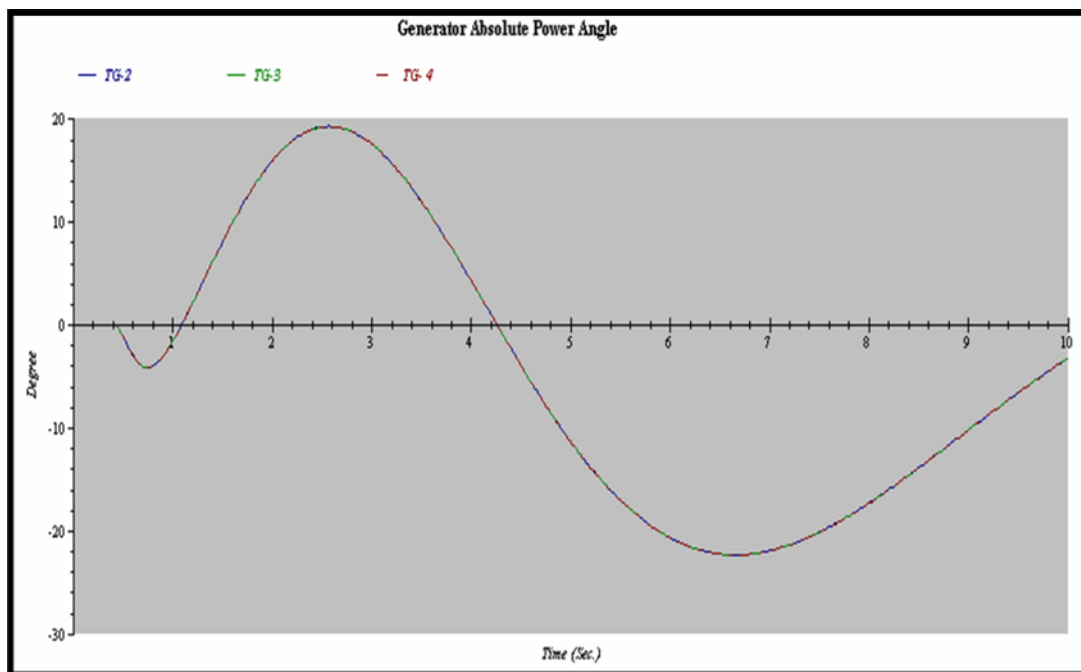


Figura 4. 25. Angulo de Potencia de TG-2, TG-3 y TG-4 en 10 seg.

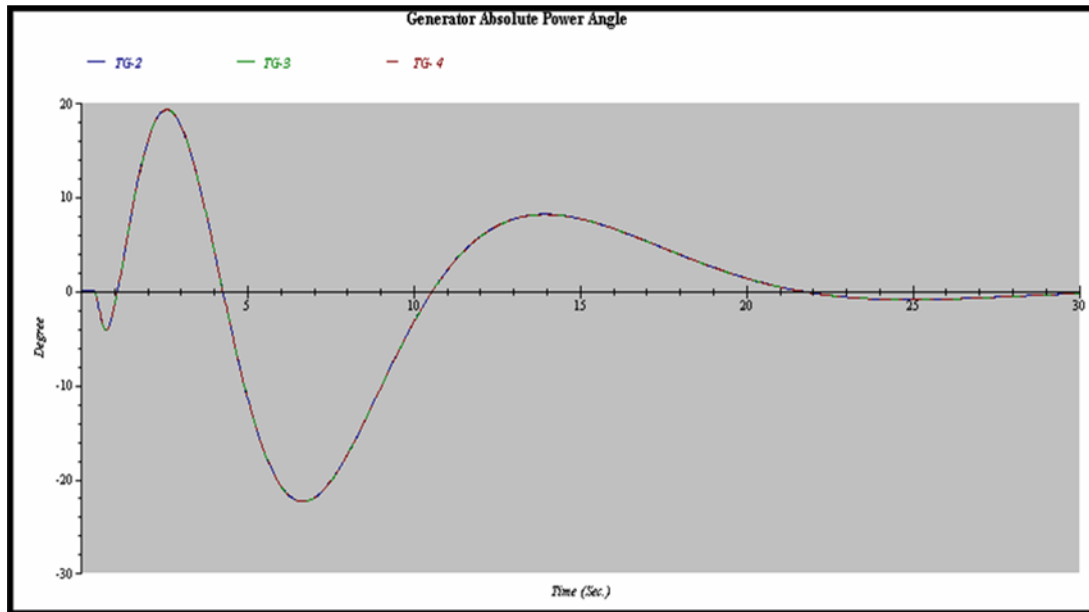


Figura 4.26. Angulo de Potencia de TG-2, TG-3 y TG-4 en 30 seg.

4.2.3.3 Escenario 3

Apertura en el interruptor D-105 de la S/E San Cristóbal: Con las unidades TG-2, TG-3 y TG-4 en servicio, ocurre una apertura del interruptor D-105 que supe energía a las macollas 1, 2 y 3. En la figura 4.27 se presenta el diagrama unifilar con dicho evento.

En la figura 4.28 se puede observar el comportamiento del ángulo de potencia de los turbogeneradores durante la apertura del interruptor donde no existe separación angular entre las unidades, oscilando en forma decreciente con una amplitud de aproximadamente 10 grados eléctricos, sin lograr alcanzar un estado permanente en estos 10 segundos estudiados.

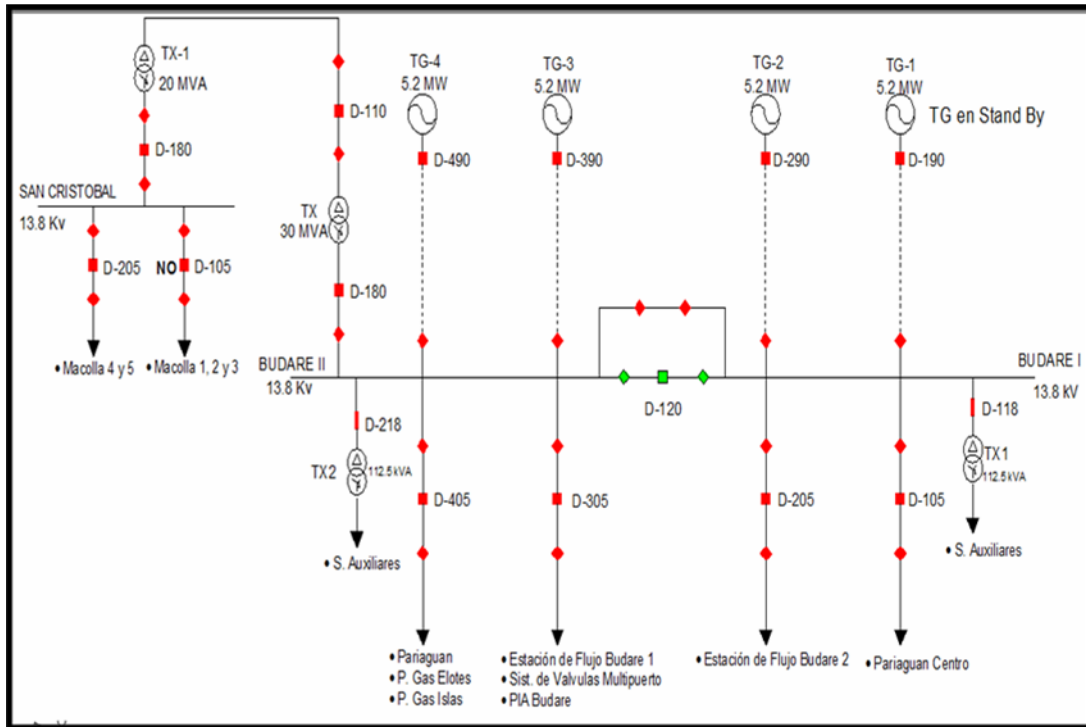


Figura 4. 27. Diagrama Unifilar con Escenario 3

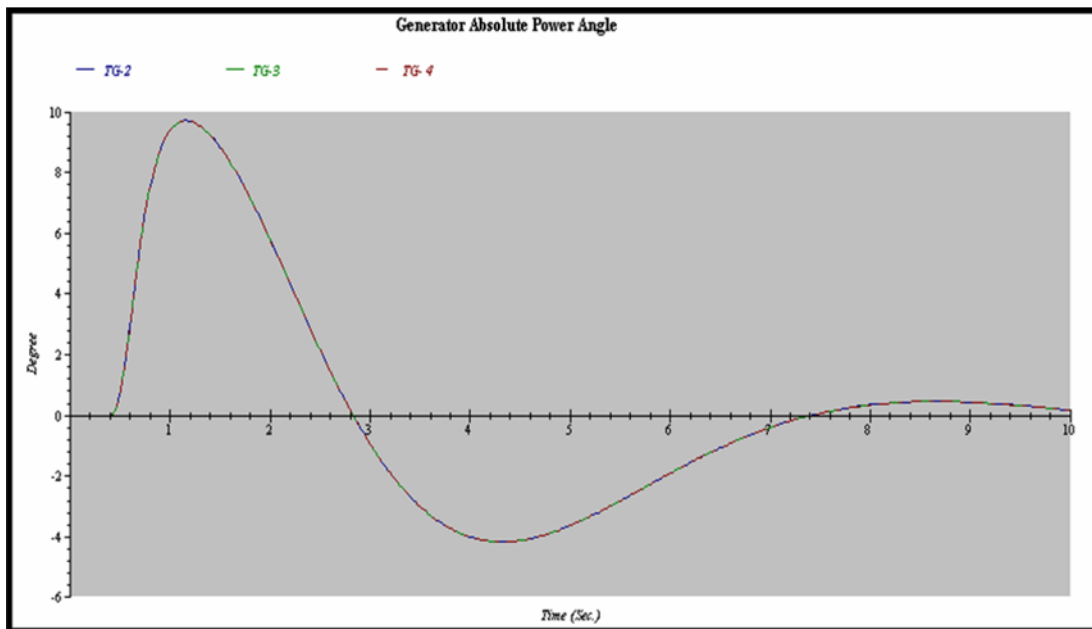


Figura 4. 28. Angulo de Potencia de TG-2, TG-3 y TG-4

4.2.3.4 Escenario 4

Apertura en el interruptor D-205 de la S/E San Cristóbal: Con las unidades TG-2, TG-3 y TG-4 en funcionamiento, ocurre una apertura del interruptor D-205 el cual está asociado con las macollas 4 y 5. En la figura 4.29 se observa el diagrama unifilar con el evento propuesto.

La figura 4.30 muestra el comportamiento del ángulo de potencia durante la apertura del interruptor D-205 durante 10 segundos, dicho ángulo empieza a oscilar alcanzando un valor máximo de aproximadamente 4.6 grados para luego disminuir a 2 grados negativos y continuar oscilando logrando a través del tiempo un régimen de estado estable.

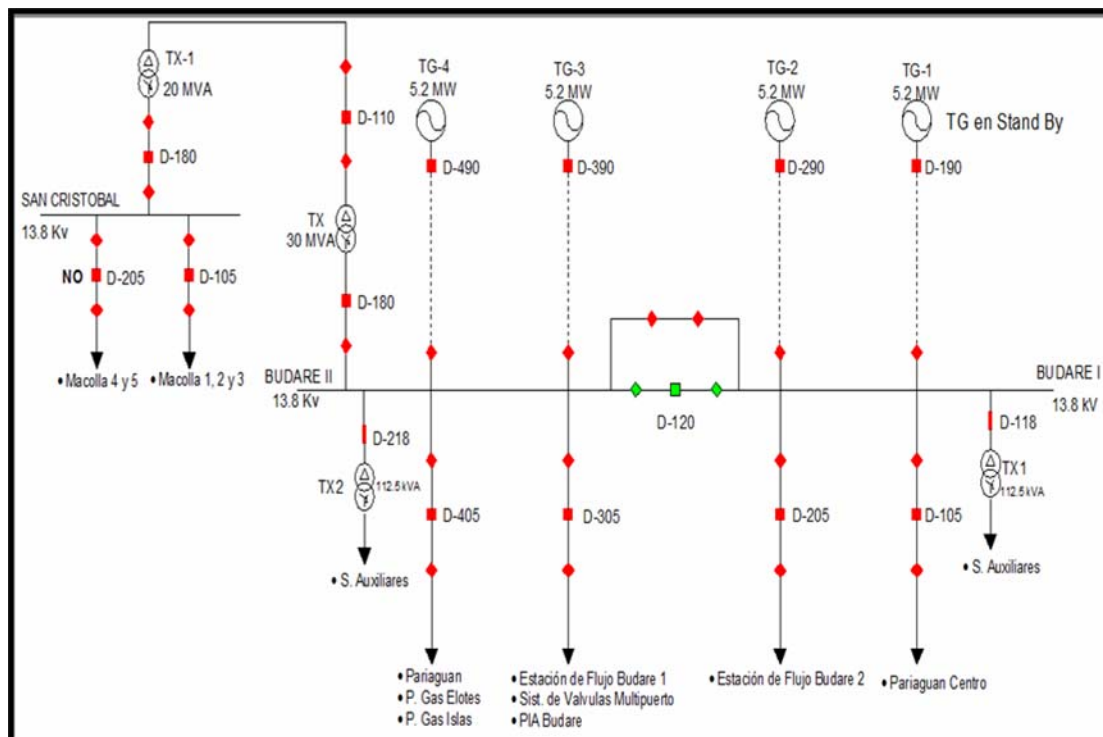


Figura 4.29. Diagrama Unifilar con Escenario 4

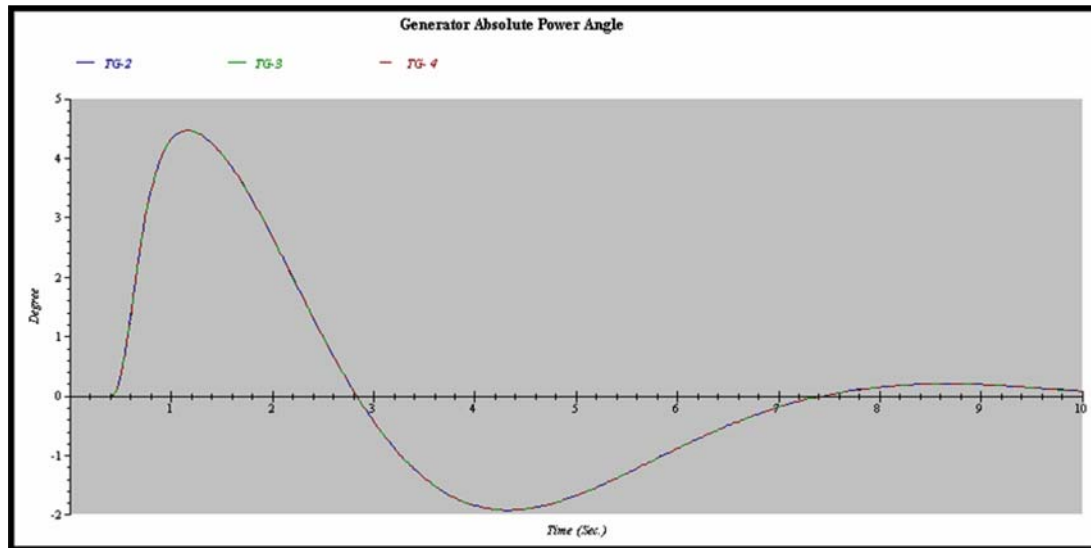


Figura 4. 30. Angulo de Potencia de TG-2, TG-3 y TG-4

4.2.3.5 Escenario 5

Perdida de generación TG-1: Los turbogeneradores TG-1, TG-2, TG-3 y TG-4 se encuentran en funcionamiento, la unidad N° 1 (unidad que se encuentra en stand by en la situación actual de la planta) sale de servicio por una parada no programada. En la figura 4.31 se muestra el evento simulado en el software para en este caso.

En la figura 4.32 y 4.33, ilustran las respuestas del ángulo de potencia durante 10 segundos y 30 segundos respectivamente donde decae hasta un ángulo aproximadamente de 160 grados eléctricos negativos para luego buscar la estabilidad con oscilaciones negativas, manteniendo en todo momento el sincronismo. En este escenario se logra la estabilidad en un tiempo aproximado de 26 segundos. En el anexo D se puede detallar los resultados arrojados por el simulador ETAP.

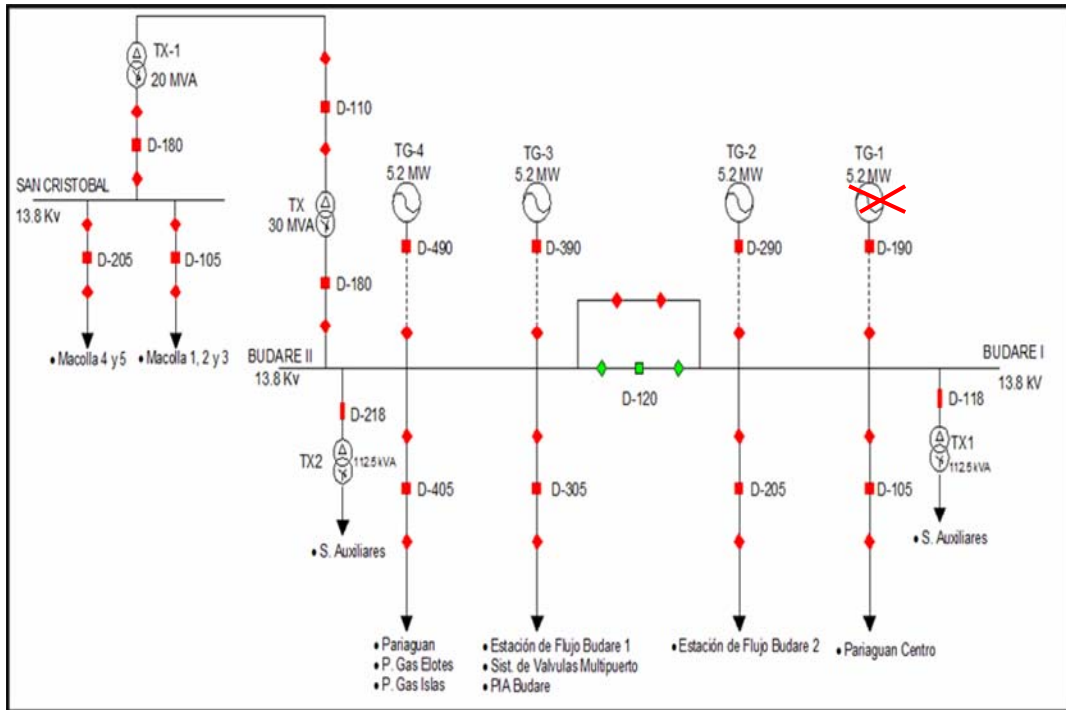


Figura 4. 31. Diagrama Unifilar con Escenario 5

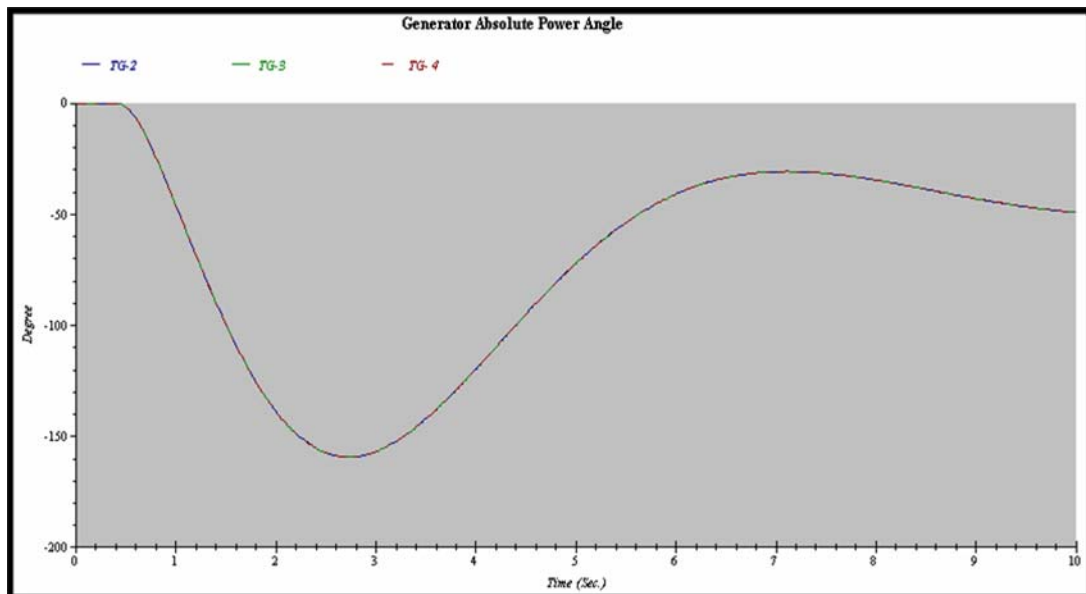


Figura 4.32. Angulo de Potencia de TG-2, TG-3 y TG-4 a los 10 seg.

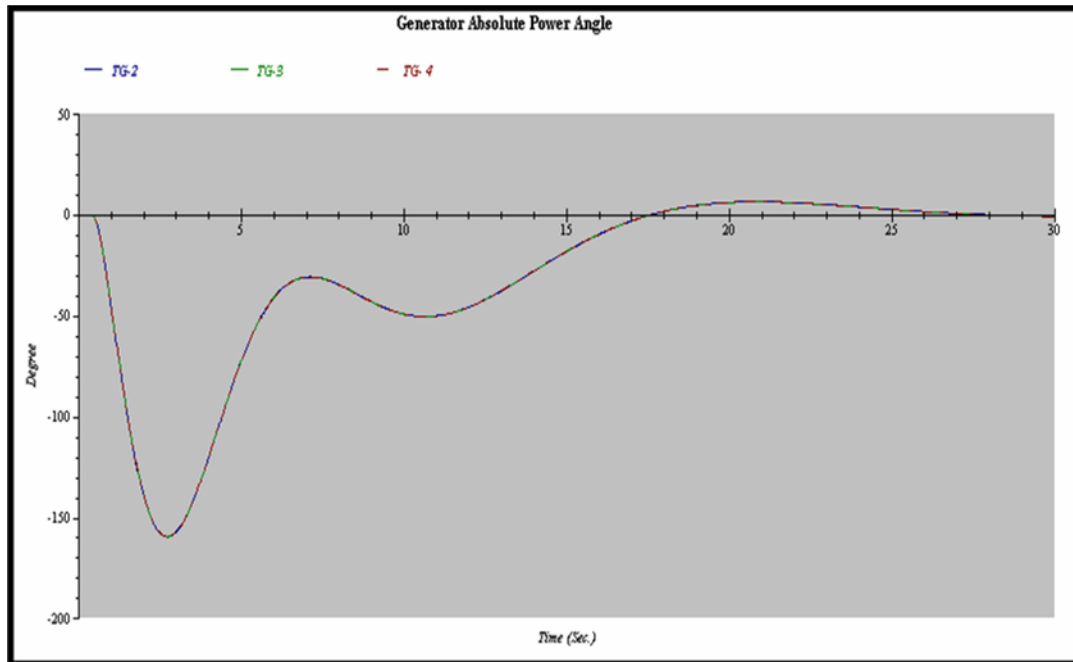


Figura 4.33. Angulo de Potencia de TG-2, TG-3 y TG-4 a los 30 seg.

CAPITULO V

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

El sistema de protección a menudo ofrece las mejores perspectivas para optimizar la estabilidad de un sistema de potencia. La perturbación más grave que probablemente un sistema de potencia industrial pueda tener por experiencia es un cortocircuito. Para evitar la pérdida de sincronismo, así como para limitar el personal de los peligros y daños de equipo, los cortocircuitos deben aislarse lo más rápidamente posible. Un sistema que tiende a ser inestable debería estar equipado con protección contra sobre-corriente instantánea en todos sus alimentadores primarios, que son la parte más expuesta del sistema primario. Por ello en este capítulo se realizó la coordinación de protecciones de sobre-corriente de cada interruptor presente en el sistema eléctrico de la planta de generación Budare. La coordinación de protecciones se obtuvo utilizando el software computacional Power Plot v2.5.

5.1 Características de los Relés del Sistema Eléctrico

El sistema eléctrico de la planta de generación eléctrica Budare posee relés numéricos multifuncional en las salidas principales y en cada interruptor de la sub-estación Budare y sub-estación San Cristóbal. En la tabla 5.1 se muestran las características de cada uno de estos relés.

Tabla 5. 1. Características de los Relés

SUB-ESTACIÓN BUDARE			
Identificación del Relé	Marca	Modelo	Voltaje Nominal
D-105; D-205; D-305; D-405	ABB	PCD 2000	13800
D-180	GE MULTILIN	760	13800
B-110	GE MULTILIN	760	34500
SUB-ESTACION SAN CRISTÓBAL			
D-105; D-205	VAMP	255	13800
B-110	SEL	551	34500
D-180	SEL	351	13800

5.2 Coordinación de Protecciones

Para realizar el ajustes de la coordinación de protecciones se utilizó el software computacional PowerPlot v2.5, con la base de datos existente y actualizada. Se realizó la configuración actual de la planta de generación con el fin de verificar el ajuste de las curvas tanto de fase como de neutro de cada relé numérico presente en el sistema eléctrico de la planta, para luego realizar un ajuste recomendado para esta planta.

5.2.1 Criterios para la Coordinación de Protecciones

Para la coordinación de protecciones se tendrán en cuenta los siguientes criterios basados en las norma IEEE Std242-1986.

- ✓ Los cortocircuitos monofásicos son los más frecuentes y crean un gran esfuerzo al sistema eléctrico, para este ajuste el cálculo de la corriente de cortocircuito se realiza en $\frac{1}{2}$ ciclo monofásico, aunque el dispositivo de protección no actúa hasta el ciclo completo puedo notar la curva de la falla que ocurre en la línea de transmisión.
- ✓ Para el ajuste de fase se utiliza la curva muy inversa de la norma IEEE o ANSI del relé.
- ✓ Para el ajuste de neutro se utiliza la curva extremadamente inversa de las IEEE o ANSI del relé.
- ✓ Los relés numéricos de los circuitos de salida poseen dos instantáneos, donde el instantáneo N°1 opera en la línea desde 1.5 Km hasta 10 Km y un instantáneo N° 2 que opera desde 0 Km a 1.5 Km desde el inicio de la curva.
- ✓ Se debe tener en cuenta que un 80% de las fallas son transitorias.
- ✓ Los relé numéricos tienen un tiempo de intervalo de aproximadamente 300ms de los cuales 100ms son de apertura, 100ms de cierre y el resto son de seguridad.
- ✓ En el ajuste de fase se utilizan el 130% de la corriente de full carga en cambio para el ajuste de neutro solo se utiliza el 20 % de la corriente de fase.
- ✓ El inrush de todos los transformadores de 13800 voltios es de 12 veces la corriente nominal para 100mseg.
- ✓ Con relación a los fusibles de pozo se sacrifica selectividad por producción.

5.2.2 Graficas de Ajuste Actual de la Planta de Generación Budare

Se recolectó y actualizó la base de datos de los ajustes actuales de los relés presentes en el sistema eléctrico de toda la planta de generación, con el fin de conocer la situación real de las curvas, analizar y reducir al mínimo los daños a los equipos y los costos de interrupción de los procesos de producción petrolera.

En la figura 5.1 y 5.2 se muestran las graficas del ajuste de fase y neutro respectivamente, obtenidas mediante la simulación. En el ajuste de fase, la curva del interruptor B-110 de la sub-estación Budare tiene un ajuste que lo ubica antes de la curva del interruptor B-110 de la sub-estación San Cristóbal lo que indica que no se cumple lo establecido en la norma IEEE Std.242-1986 donde, se debe seguir un orden en la coordinación desde los alimentadores principales hasta la fuente.

En lo que respecta al fusible de pozo se aplica el criterio de sacrificar selectividad por producción y se recomienda cambiar fusibles existentes por relés numéricos y celdas de distribución. Al ocurrir una falla los relés ubicados en los circuitos de salidas son los que logran percibir el evento mientras que el fusible no logra detectar perturbación alguna. Para el ajuste recomendado, solo se realizaron ajuste para los relés ya que con el criterio de sacrificar selectividad se coloca a un lado el manejo de estos fusibles, estos dispositivos aparte que la acción que toma es la de desenergizar la o las fases afectadas, no incluyen ninguna provisión de elementos de conexión de apertura y cierre, sino que requiere de elementos separados para desarrollar esta función.

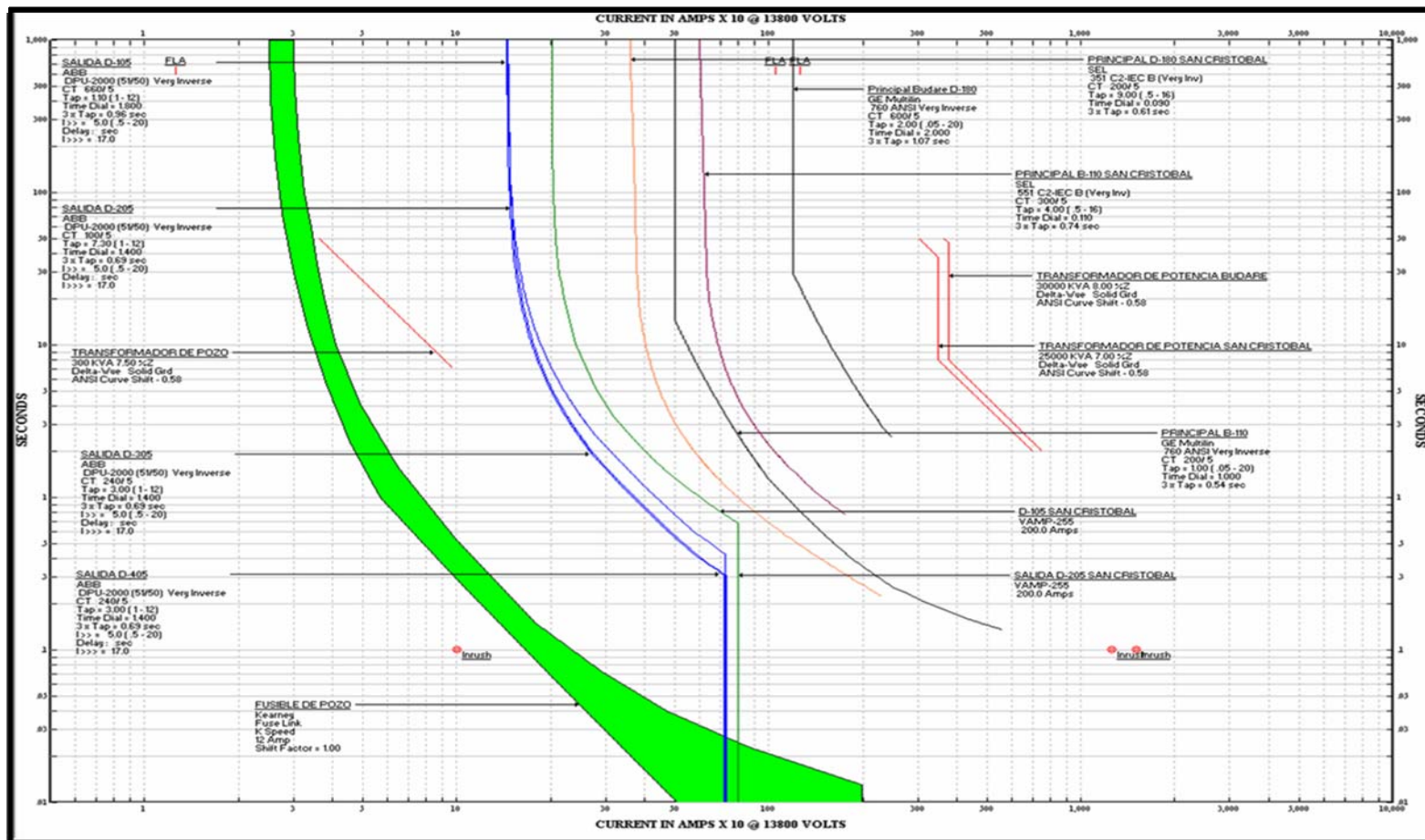


Figura 5.1. Ajuste Actual de Fase de la Planta de Generación Budare

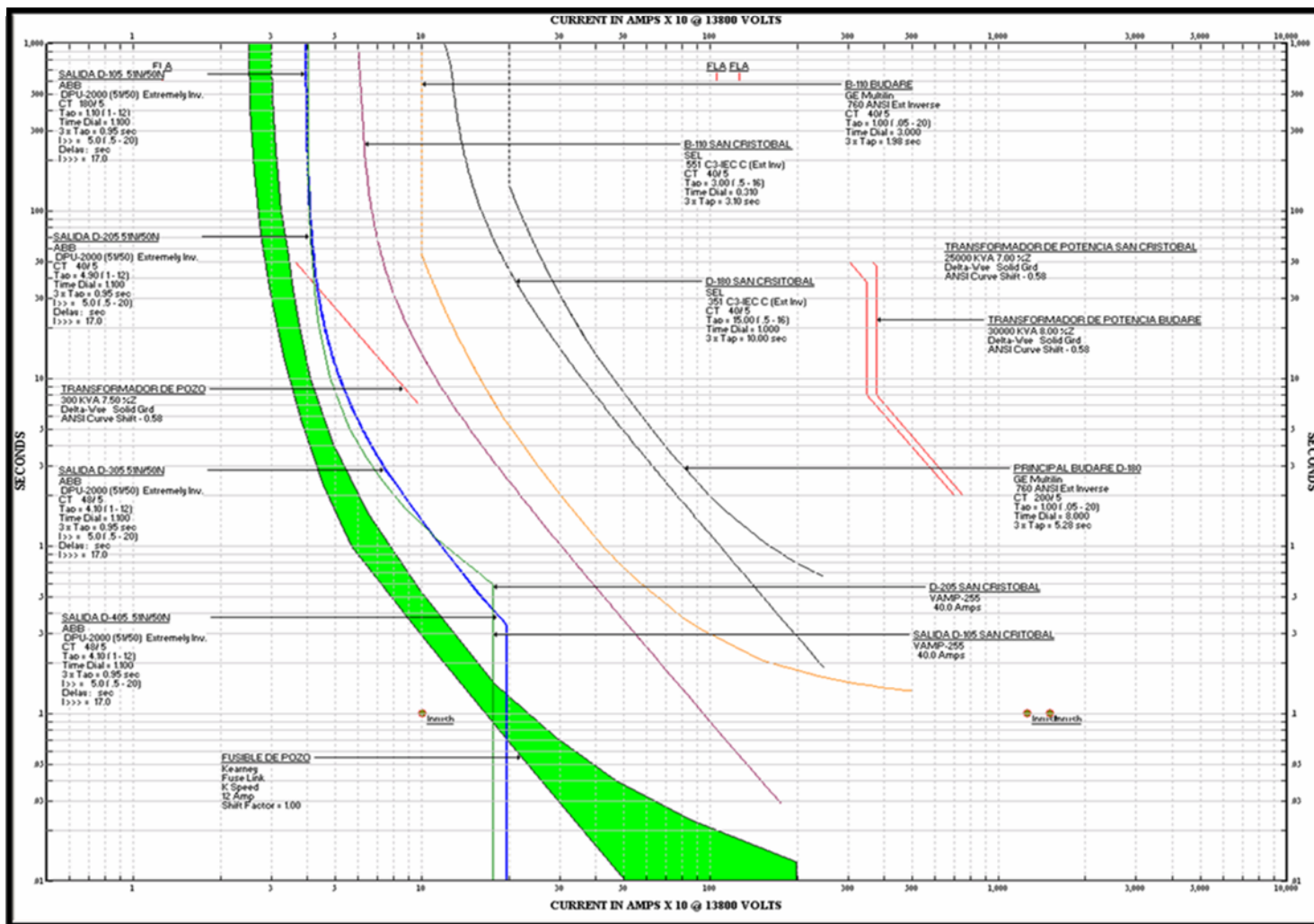


Figura 5.2. Ajuste Actual de Neutro de la Planta de Generación Budare

5.2.3 Graficas de Ajuste Recomendado de la Planta de Generación Budare

Basado en los criterios de la coordinación de protecciones expresada anteriormente y en la norma IEEE Std.242-1986, el estudio de la coordinación y revisión de los ajustes actuales de la planta de generación es necesaria para determinar la configuración que posee los dispositivos de protección y asegurar que la coordinación actual cumpla con la norma mencionada anteriormente.

En el ajuste recomendado de la planta de generación Budare se recomienda modificar la posición de la curva del interruptor B-110 de la Sub-Estación Budare y la del interruptor B-110 de la Sub-Estación San Cristóbal en el ajuste de fase para cumplir con la norma IEEE Std.242-1986 donde se debe seguir un orden desde los alimentadores principales hasta la fuente, en este caso el interruptor principal de barra D-180 de la Sub-Estación Budare. En el ajuste de neutro se recomienda la organización de las curvas de los dispositivos, puesto que en el ajuste actual de la planta no se sigue con el orden señalado por la norma IEEE, con la finalidad de prever daños a los equipos de las Sub-Estaciones Budare y San Cristóbal.

Al realizar las curvas en la coordinación de protecciones recomendada se tuvo cuidado con intervalos de tiempo entre las curvas, recordando que debe mantenerse entre los distintos dispositivos de protección con el fin de garantizar el funcionamiento de secuencia correcta de los relés. El intervalo de tiempo es generalmente 300ms como se mencionó en los criterios para la coordinación de protecciones, este intervalo se mide entre los dispositivos en serie, ya sea en la creación instantánea de la carga del relé del interruptor principal o la máxima corriente de cortocircuito, puesto que puede fluir a través de dos dispositivos de forma simultánea.

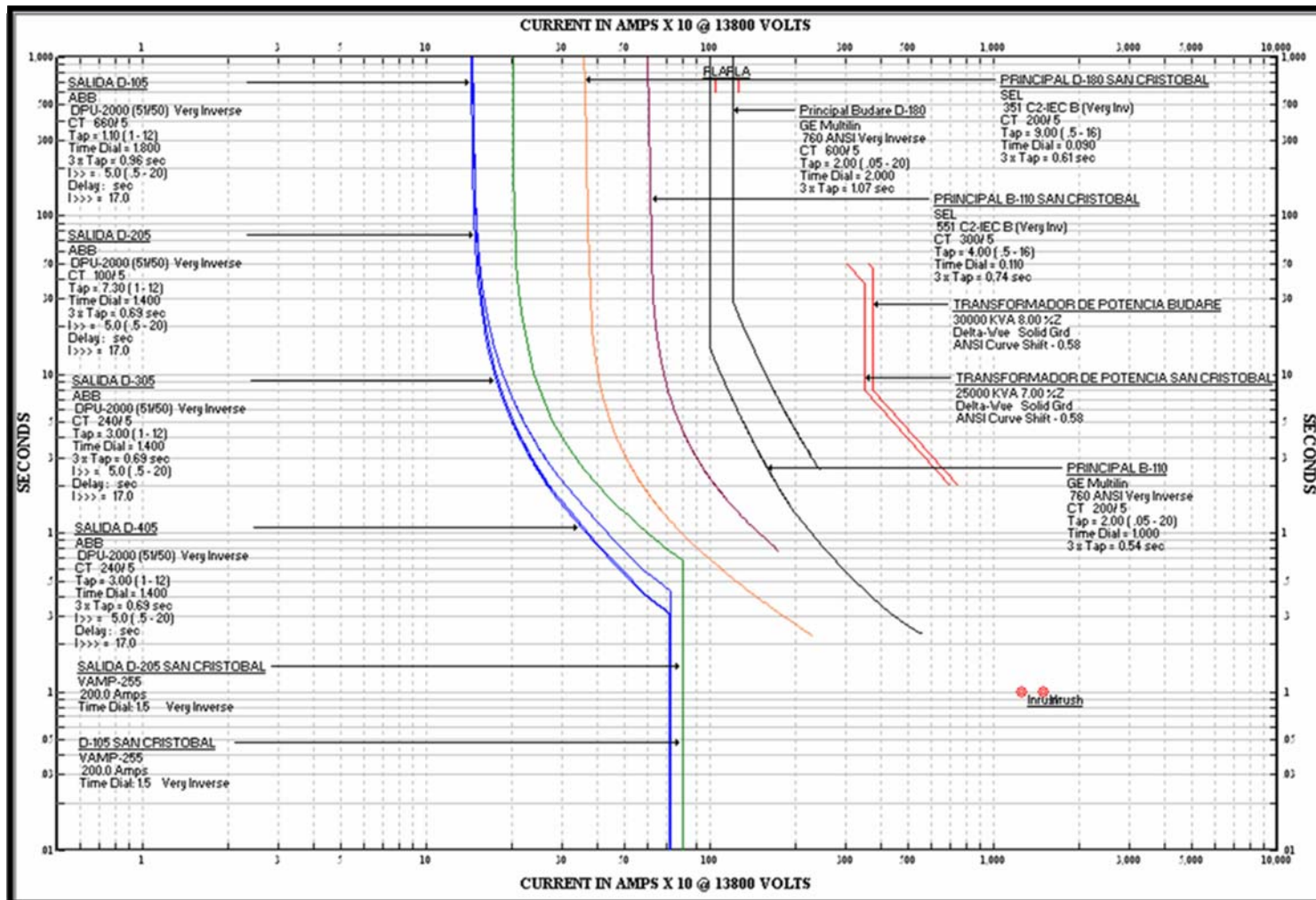


Figura 5.3. Ajuste Recomendado de Fase de la Planta de Generación Budare

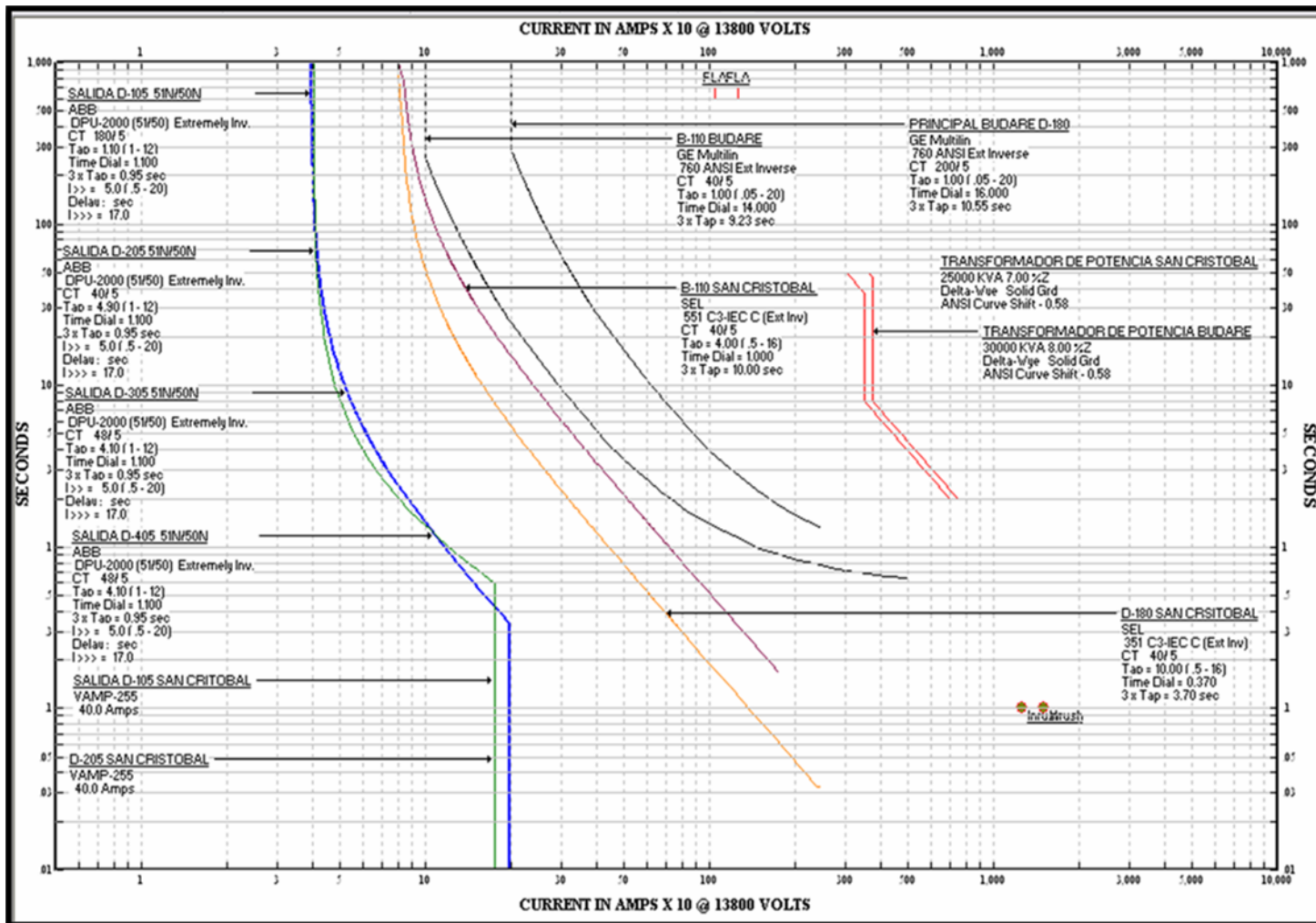


Figura 5. 4. Ajuste Recomendado de Neutro de la Planta de Generación Budare

CAPÍTULO VI

ANÁLISIS Y PROPUESTAS

En este capítulo se analizarán los resultados obtenidos en los capítulos IV, V y VI, para diagnosticar el comportamiento del sistema eléctrico de la planta de generación Budare. Asimismo se propondrán mejoras o posibles soluciones para que el sistema de generación de las unidades turbogeneradoras, presente un óptimo o mejor comportamiento.

6.1 Análisis de Resultados

6.1.1 Variables Eléctricas

- ✓ Para el día 23 de octubre de 2009, las unidades turbogeneradoras cumplen con los requerimientos del sistema de generación manteniendo la potencia activa acorde a la demanda del sistema. Aunque la potencia reactiva es una potencia no útil tiene gran importancia en un sistema de generación puesto que ella se maneja con la excitación de los turbogeneradores para poder generar el voltaje requerido. Por otra parte en la figura 4.4 se observa claramente que el valor de la tensión del sistema va de la mano con la potencia activa y corriente de carga demostrando que son proporcionales una con la otra para mantener el sistema estable y entregar la energía requerida. De acuerdo a estas mediciones se observa que el sistema es estable en cuanto a la entrega de potencia y corriente. Los turbogeneradores proveen las necesidades que la carga requiere.

- ✓ En la planta de generación Budare el voltaje de barra esta cerca del límite permitido por la norma PDVSA N- 252 para poder entregar energía a la carga más lejana a la fuente por la caída de tensión, el límite de la planta es de $\pm 5\%$ de su valor nominal permitido por la norma PDVSA N-252. Por lo tanto las maquinas tiende a sobreexcitarse para la entrega de la tensión deseada y operan a un 104.5% de su valor nominal. Lo que indica que la planta de generación está trabajando sobre su límite de operación y esto trae como consecuencia desgaste de las maquinas y disminuye la calidad de entrega de energía eléctrica al sistema eléctrico de la planta.
- ✓ El comportamiento característico de cada unidad turbogeneradora en un día sin perturbaciones se considera normal, ya que se mantiene la entrega de carga requerida sin descuidar el factor de potencia de cada maquinaria con valores mayor a 0.9 valor por unidad (norma PDVSA N- 252), lo cual demuestra que en su mayoría la energía consumida por el sistema se ha convertido en trabajo, indicando un incremento de la vida útil de las instalaciones.
- ✓ El voltaje de excitación de los turbogeneradores tiene un valor máximo de 23 voltios en los dos días estudiados. Indicando que se debe tener cuidado con las variaciones de este valor puesto que el límite de operación de las unidades turbogeneradoras es de 25 voltios, también trae como consecuencia calentamiento en las maquinas y posibles daños en el estator y rotor.
- ✓ En el día 5 de octubre de 2009, las maquinas entregan la potencia activa requería por el sistema, la corriente de carga es directamente proporcional a esta potencia útil por ello en las graficas 4.5 y 4.8 se observa la similitud entre ellas con respecto a comportamientos en sus picos y forma de la grafica. De manera general el sistema entrega la potencia requerida para este día, sin embargo si se observan las graficas de cada turbogenerador es evidente que

las maquinas no tienen valores constantes como en el día 23 de octubre de 2009 en las graficas de las variables de generación, esto se debe a las paradas que ocurrieron este día, las unidades no son capaces de sincronizarse entre sí y mantener valores constantes. Esta variación se debe a la tensión de generación exigida lo cual sucede para mantener un valor constante de voltaje de excitación para que así el sistema del generador, excitatriz y regulador no sufran grandes alteraciones.

- ✓ El control automático de generación se comporta de manera adecuada y no influye en la falta de estabilidad ni en el comportamiento no adecuado de los turbogeneradores.

6.1.2 Influencia de la Temperatura Ambiente en los Turbogeneradores

- ✓ Debido a las condiciones ambientales de la planta de generación Budare los turbogeneradores pueden entregar hasta un 84.6 % de su carga nominal, esto se debe a la temperatura T1 que perciben los termopares de las maquinas y es considerada para establecer la potencia máxima de entrega de cada una de los turbogeneradores. En la situación actual de la planta cada turbogenerador está entregando aproximadamente un 77.73% de la potencia máxima de entrega.

6.1.3 Estabilidad Transitoria

- ✓ El escenario 1 se considera no estable, dado que con la perdida de generación de alguna de las (03) unidades turbogeneradoras las demás no son capaces ni de estabilizar ni soportar la carga total promedio de 9 MW del sistema de la planta de generación, puesto que la entrega máxima de potencia de las (02) turbogenerador es de 8.8 MW. Esto indica que con la situación actual es inevitable que al perder generación por parte de un turbogenerador los otros

salgan de servicio porque tienden a activarse las alarmas de sobrecarga y por ende ocurren las paradas no programadas.

- ✓ Los escenarios 2, 3 y 4 son estables por definición, puesto que llegan al estado permanente aproximadamente a los 25 segundos manteniéndose al margen, se puede considerar una estabilidad de tipo marginal. Aun cuando las oscilaciones del rotor de la maquina deberían estar amortiguadas a un nivel aceptable dentro de los 6 segundos después de una perturbación importante volviendo a la normalidad dentro de un plazo razonable, como lo indica la norma IEEE Std.399-1997 en el capítulo 8, el periodo de interés en estabilidad transitoria es usualmente limitado alrededor de 3 a 5 segundos seguido de la perturbación.
- ✓ En el escenario 5 se estudia la posibilidad de incorporar la unidad que se encuentra en stand by al sistema eléctrico, buscando que este sea más estable y confiable al momento de pérdida de generación, para así poder satisfacer las necesidades de la demanda eléctrica. Es evidente que esta incorporación es suficiente para lograr abastecer los 9 MW de la carga promedio de la planta pero no es suficiente para mejorar la estabilidad del sistema, por ello este escenario al igual que los escenarios 2, 3 y 4 son estables dentro de los parámetros de manera marginal alcanzando la estabilidad después de los 10 segundos oscilando de manera decreciente hasta su ángulo de partida.
- ✓ A pesar de que los turbogeneradores de la planta de generación poseen reguladores modernos de estado sólido y excitadores estáticos, los cuales contribuyen a la mejora de la estabilidad de las maquinas, los resultados de este estudio indican que puede haber un desequilibrio en la excitación y en las características de regulación, ocasionando un problema de estabilidad. Se debe revisar las ganancias modificadas por el fabricante K_I , K_P y K_D del

modelo matemático del regulador automático de voltaje con el fin de mejorar la estabilidad del sistema de las unidades turbogeneradoras, al igual que la excitación de campo puesto que a mayor excitación se requiere un ángulo más pequeño del rotor y la excitación responde rápidamente a efectos transitorios.

6.1.4 Protecciones Eléctricas

- ✓ Se actualizó la base de datos de los ajustes actuales de los relés presente en el sistema eléctrico de la planta de generación, con el fin de conocer la situación real de las curvas de los relés y se determinó que el ajuste actual tanto de fase como de neutro de la planta de generación no sigue un orden en la coordinación de los dispositivos desde los alimentadores principales hasta el interruptor principal D-180 de la Sub-Estación Budare, con la finalidad de reducir al mínimo los daños a los equipos y los costos de interrupción de proceso de producción petrolera.

6.2 Propuestas y Mejoras para la Planta de Generación Budare

- ✓ Mejorar las condiciones ambientales de la planta de generación Budare colocando las turbomaquinarias en algún lugar techado ofreciéndole condiciones con temperaturas más bajas ya que la temperatura ambiental T1 es de suma importancia al momento que los turbogeneradores establecen el valor máximo de entrega de potencia activa.
- ✓ Considerar la posibilidad de activar la compensación de caída de voltaje ajusta el voltaje del generador proporcional a la carga del generador. Para mantener la tensión en una carga que se encuentra a cierta distancia, con esto se aumenta el voltaje nominal a un 4.5% por encima de su valor para compensar la caída de voltaje del sistema, evitando la sobre excitación de los turbogeneradores.

- ✓ La implementación de un despacho de carga en la planta de generación Budare para tener interacción directa al momento de manejar y monitorear tanto las variables eléctricas como las mecánicas de las unidades turbogeneradoras, actualmente estas maquinas solo cuentan con cabinas de control que se puede acceder individualmente por los operadores de guardia de la planta, tampoco poseen monitoreo remoto por parte del despacho de carga PDVSA Distrito San Tomé para tener un control y chequeo constante de las actividades de los turbogeneradores al momento de alguna perturbación o falla.

- ✓ Evaluar las ganancias K_I , K_P y K_D del modelo matemático del regulador automático de voltaje con el fin de encontrar mejoras al problema de estabilidad que presenta el sistema de generación de los turbogeneradores de la planta de generación Budare.

- ✓ Crear una interconexión respaldada con la red eléctrica nacional o por la red eléctrica de PDVSA para que el sistema de la planta de generación deje de ser aislado, buscar que el sistema sea estable un 100% y pasar a ser parte del nuevo concepto de generación eléctrica brindando un servicio eléctrico de calidad, ininterrumpido y confiabilidad.

- ✓ Se debe mejorar la coordinación de protecciones actual de la planta al recomendado en el capítulo V, puesto que no cumplen con las norma IEEE Std.242-1986 al momento de seguir el orden de la actuación de las protecciones según sea la falla. Es recomendable sustituir los fusibles de pozo por relés numéricos o celdas de distribución para así garantizar la vida útil de los equipos de producción y lograr tener suministro de energía eléctrica ininterrumpido mejorando la calidad del servicio.

CONCLUSIONES

- Se estudió el comportamiento del sistema eléctrico de la planta de generación eléctrica Budare para proponer y mejorar el funcionamiento del mismo con el fin de garantizar un suministro de energía eléctrica confiable e ininterrumpido.
- En la filosofía de control de las unidades turbogeneradoras debe mantener una capacidad de regulación tanto para su control primario ejercido por el gobernador como por el control secundario ejercido por el control automático de generación. Para este estudio el control automático de generación se comporta de manera adecuada cumpliendo con lo anteriormente mencionado, además no influye en la falta de estabilidad ni en el comportamiento no adecuado de los turbogeneradores.
- La demanda de un sistema eléctrico de la planta de generación presenta un ciclo de carga que implica pasar de una demanda máxima en la hora pico del sistema a una demanda mínima, típicamente la diferencia entre estos dos valores es bastante amplia que no pudiera ser controlada simplemente con reducir la generación.
- En el registro de medidas de las unidades turbogeneradoras se obtuvo lo siguiente:
 - ✓ El control de la potencia reactiva y voltaje están muy ligadas a la operación del sistema de potencia, básicamente la importancia de estas dos variables reside en garantizar la calidad de la tensión, seguridad en la operación, reducción de pérdidas, permitir capacidad de regulación y obtener el máximo provecho de los generadores.

- ✓ El voltaje generado está en un 4.5 % por encima del valor nominal, lo que indica que está muy cerca de los límites de operación de $\pm 5\%$ según la norma PDVSA N-252. La tensión por encima de este valor producirán un deterioro gradual del aislamiento, incremento del esfuerzo en los materiales y activación de puntos calientes entre otros aspectos que a la larga acelerarán la pérdida de propiedades del material aislante en los equipos.
- ✓ Las unidades turbogeneradoras mantienen un factor de potencia cercano a la unidad sin decaer a valores menores de 0.9 p.u (como lo establece la norma PDVSA N-252), indicando que la mayoría de la energía entregada es convertida en trabajo.
- ✓ Los turbogeneradores en un día con paradas programadas son capaces de entregar la potencia activa, potencia reactiva, voltaje y corriente de carga requerida por el sistema eléctrico de la planta de manera general pero el comportamiento individual de las unidades turbogeneradoras es irregular mostrando deficiencia al momento de manejar y sincronizar entre ellas las variables eléctricas de generación como lo son: la potencia activa, potencia reactiva, voltaje de generación y corriente de carga.
- En el estudio de estabilidad se encontró para cada escenario lo siguiente:
 - ✓ Ante la pérdida de generación con la situación actual (con tres unidades turbogeneradoras), ocurre una deficiencia de generación, en este caso se establece el intercambio por el valor necesario por parte de las demás unidades para cubrir la deficiencia sin lograr dicho valor, puesto que los turbogeneradores no pueden satisfacer la demanda del sistema.

- ✓ Para los escenarios 2, 3 y 4 se consideran estables pero dentro del margen, es decir, no pierden estabilidad pero esta no se alcanza en un tiempo aceptable de aproximadamente 6 segundos según lo establecido en la norma IEEE Std.399-1997.
- ✓ Ante la pérdida de generación con (04) unidades turbogeneradoras (escenario 5 incorporación de la unidad en stand by), al igual que los escenarios 2, 3 y 4 el sistema sigue comportándose con estabilidad marginal.
- Un sistema de protección a menudo ofrece las mejores perspectivas para mejorar la estabilidad de un sistema de potencia ya que uno de los trastornos más grave que puede causar problema de estabilidad aparte de la pérdida de generación es una falla trifásica o cortocircuito. Buscando evitar la pérdida de sincronismo de las unidades turbogeneradoras, así como también limitar el personal de la planta de generación a riesgos de accidentes laborales y daños a los equipos del sistema, los cortocircuitos deben aislarse lo más rápidamente posible por relés instalados en los alimentadores principales del sistema eléctrico.
- La coordinación de protecciones actual del sistema de eléctrico de la planta de generación no concuerda con lo requerido por la norma IEEE Std 242-1986 donde indica que, el estudio de la coordinación de un sistema de potencia consiste en un estudio organizado de tiempo y corriente de todos los dispositivos en serie desde dispositivo del interruptor principal hasta a la fuente para así lograr la protección y prevención de daños al personal y a los equipos de sistema eléctrico de la planta de generación.

RECOMENDACIONES

- La seguridad de los generadores y equipos se refiere a que ellos están diseñados para operar dentro de un rango de tensión, pero si se este valor se encuentra fuera de este rango, disminuirá la vida útil del equipo. Por ello, se recomienda cuidar los límites de operación de las unidades turbogeneradoras, monitoreando las variables mas importantes como el voltaje de generación, potencia reactiva, voltaje de excitación y corriente de carga.
- Se recomienda emplear el escenario 5 para que al momento de una perturbación importante como lo es la perdida de generación el sistema pueda lograr el suministro de energía eléctrica confiable al sistema.
- Considerar la incorporación de esta planta al sistema eléctrico nacional de manera tal que este sistema deje de ser aislado y pueda ser respaldado por esta interconexión ante cualquier falla o perturbación.
- Debido a que el sistema de la planta de generación Budare es estable de manera marginal, se recomienda que el sistema debe estar equipado con relé numérico con protección de sobre-corriente instantánea en todas sus salidas principales porque son la parte más expuesta del sistema.
- Para una mejor coordinación de protecciones realizar los ajustes recomendados en este trabajo y cambiar fusibles existentes por relé numéricos y celdas de distribución.

BIBLIOGRAFIA CITADA


- [1] ROJAS G. Emenenciana del C. **“Control Automático de Generación: Estudio comparativo entre los métodos clásicos y modernos”**. Trabajo de Grado en Ingeniería Eléctrica presentado en la Universidad De Oriente Núcleo de Anzoátegui, Venezuela (1986).
- [2] ROJAS R. Katherine E. **“Desarrollo un estudio de la estabilidad de la planta de generación Eléctrica de la Refinería Puerto la cruz, Distrito Social PDVSA Oriente”**. Trabajo de Grado en Ingeniería Eléctrica presentado en la Universidad De Oriente Núcleo de Anzoátegui, Venezuela (2008).
- [3] RODRÍGUEZ B. Jesús E. **“Ajuste y Coordinación del Sistema de Protecciones de la Subestación Guanipa 11/34.5/13.8”**. Trabajo de Grado en Ingeniería Eléctrica presentado en la Universidad De Oriente Núcleo de Anzoátegui, Venezuela (2009).
- [4] Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid. **“Guía Básica de la Generación Distribuida”**. Madrid, España (2007).
- [5] CÁCERES, Ricardo. **“Sistema de Potencia II”**. Trabajo de ascenso presentado en la Universidad Nacional Experimental Politécnico Antonio José De Sucre Núcleo de Puerto Ordaz, Venezuela (2000).
- [6] The Institute of Electrical and Electronic Engineers, Inc. **“IEEE Guide for identification, Testing and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems”**, IEEE Std. 421.2-1990, New York (1990)

- [7] P. Kundur. **“Power System Stability and Control”**. Mc Graw Hill, Toronto (1994).
- [8] Solar Turbine. **“Curso de Operación y Mantenimiento Rutinario”**. San Diego. Estados Unidos (2003).
- [9] COTO. José. **“Análisis De Sistemas De Energía Eléctrica”**. Universidad De Oviedo. España (2006).
- [10] DUNCAN G., MULUKUTLA S. **“Sistemas de Potencia Análisis y Diseño”**. (3era Edición). Thompson (2003).
- [11] ARTENSTEIN y FRANCO. **“Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia”**. Instituto de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería Universidad de la República. Uruguay (2007).
- [12] Allen-Bradley. **“Combination Generator Control Module Manual User”**. Milwaukee (2006).
- [13] The Institute of Electrical and Electronic Engineers, Inc. **“IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems”**. IEEE Std 242-1986, New York (1985).

ANEXOS

ANEXO A

NORMA PDVSA N- 252, SECCIÓN 7.3.3 Y SECCIÓN 7.4

 PDVSA	MANUAL DE INGENIERÍA DE DISEÑO ESPECIFICACIÓN GENERAL PARA EL DISEÑO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA		PDVSA N-252
	REVISION	FECHA	
	1	JUN.08	
			Página 12
.Menú Principal	Índice manual	Índice volumen	Índice norma

proceso. Por esta razón se debe realizar un estudio para determinar los métodos adecuados de eliminación de dicho inconveniente. Los métodos a utilizar pueden ser: reaceleración y/o re arranque de motores, alimentación de los contactores desde UPS o algún otro medio que permita desensibilizar las cargas críticas.

7.3.3 Las desviaciones y variaciones de los perfiles de tensión en equipos de planta, deben ser según lo indicado a continuación:

- Condiciones de estado estable: $\pm 5\%$.
- Arranque o re arranque de un motor o grupo de motores debe estar entre $\pm 20\%$.
- Caídas de tensión instantáneas de máximo 20% no deben afectar las operaciones de planta.
- Para caídas de tensión mayores a 20% con una duración máxima de 0,2 segundos, en la restauración de la tensión, el sistema debe reenergizar instantáneamente a los equipos de servicios esenciales.
- Para caídas de tensión mayores a 20%, con una duración mayor a 0,2 segundos y menor o igual a cuatro (4) segundos, en la restauración de la tensión, el sistema debe reenergizarse secuencialmente seleccionando las cargas.

7.3.4 La distorsión armónica de tensión y corriente debe ser según lo indicado en IEEE STD 519.

Los límites de distorsión armónica de tensión, en porcentaje son los siguientes:

TABLA 1. LIMITES DE DISTORSIÓN ARMÓNICA DE TENSIÓN (%)

Máximo para	< 69 kV	69 – 161 kV	> 161 kV
Armónico individual	3,0	1,5	1,0
Armónico Total	5,0	2,5	1,5

Equipos con requerimientos especiales con respecto a la variación de la magnitud y/o forma de la onda de tensión deben contar con un alimentador de potencia debidamente estabilizado.

7.4 Factor de Potencia del Sistema

El factor de potencia de la carga de todo el sistema no debe ser menor a 0,9 en atraso.

El factor de potencia de la subestación principal conectada a la red de potencia no debe ser menor a un promedio de 0,90 durante 15 minutos.

ANEXO B

DESCRIPCIÓN DEL ANALISIS DE ESTABILIDAD CON EL SOFTWARE COMPUTACIONAL ETAP

Getting Started

Tutorial

8 Análisis de Estabilidad Transitoria

El propósito de este tutorial es introducir el módulo Transient Stability Analysis de ETAP. En él se demostrará cómo simular eventos y acciones provocados por transientes del sistema. Para activar este módulo, deberá contactarse con OTI con su código de retorno.

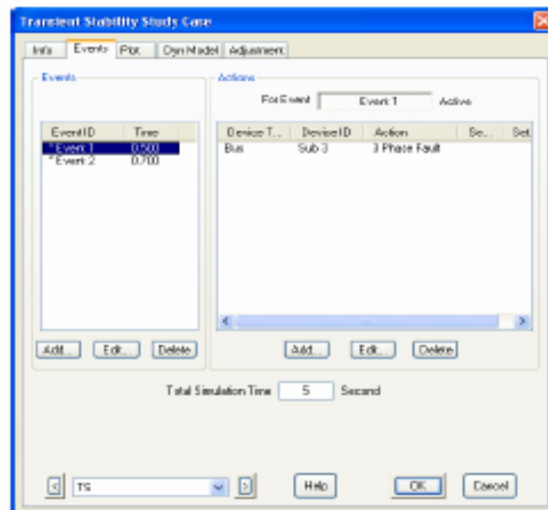
- ☞ Cambie al modo Transient Stability haciendo click en el botón Transient Stability Analysis en la barra de herramientas Mode.



- ☞ Abra el editor de estudio de caso haciendo click en el botón Edit Study Case en la barra de herramientas Study Case. Desde el editor Transient Stability Study Case usted puede agregar, modificar y borrar eventos que provocan efectos transitorios.



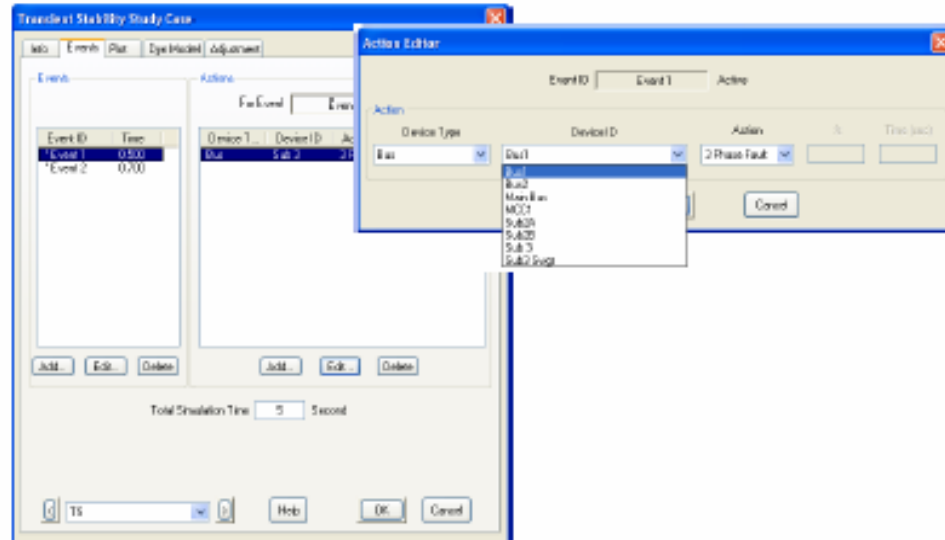
- ☞ Abra la página Events haciendo click en la pestaña Events. Hay dos eventos que han sido ingresados: Event 1, se ha producido una falla en t=0.5 segundos, y Event 2, se ha despejado la falla en t=0.7 segundos. Usted puede agregar, modificar o borrar tanto eventos como acciones, dentro de estos eventos en esta página de editor.



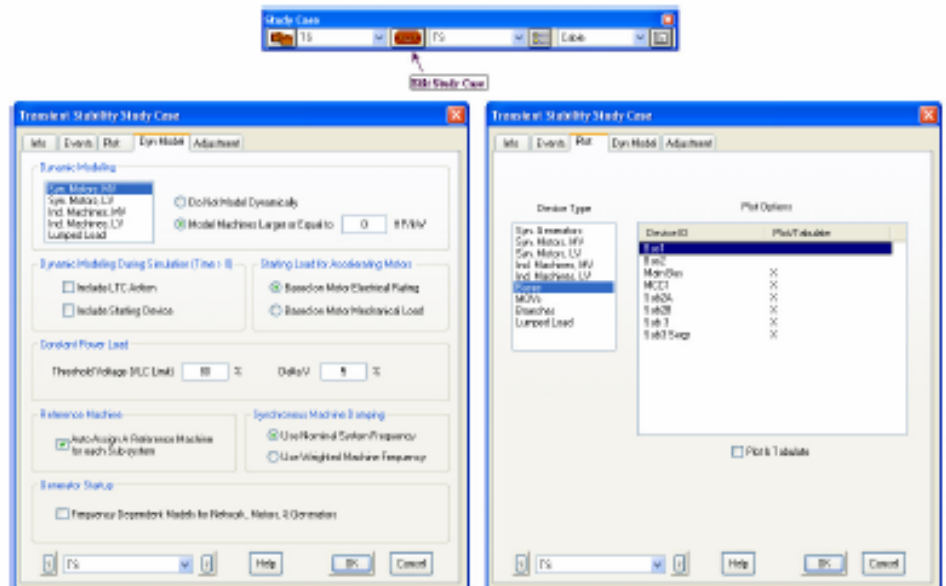
Getting Started

Tutorial

- Todo evento necesita al menos una acción. Usted puede modificar una acción de evento haciendo click en el botón Edit (Action). Puede elegir la cantidad de opciones que desee desde el Action Editor. Haga click en OK para guardar datos y salir de Action Editor, y haga click otra vez en OK para guardar y salir del Editor Study Case.



- En el editor Transient Stability Study Case, usted puede seleccionar el método mediante el cual se modelan máquinas de inducción y sincrónicas en la pestaña Dyn Model. También puede seleccionar los dispositivos para graficar y mostrar en el OLD de la página Plot.



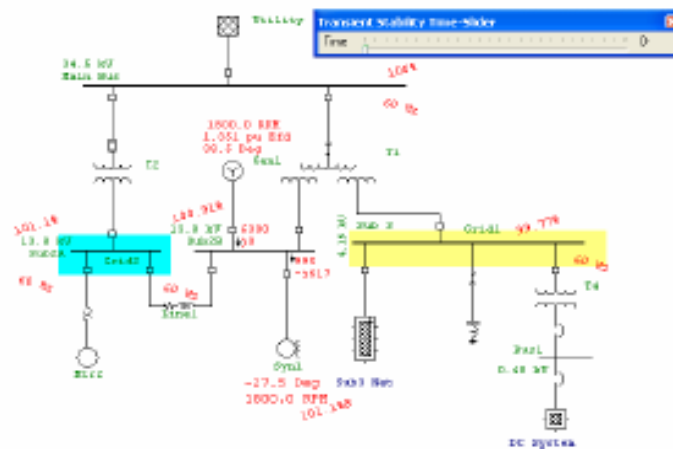
Getting Started

Tutorial

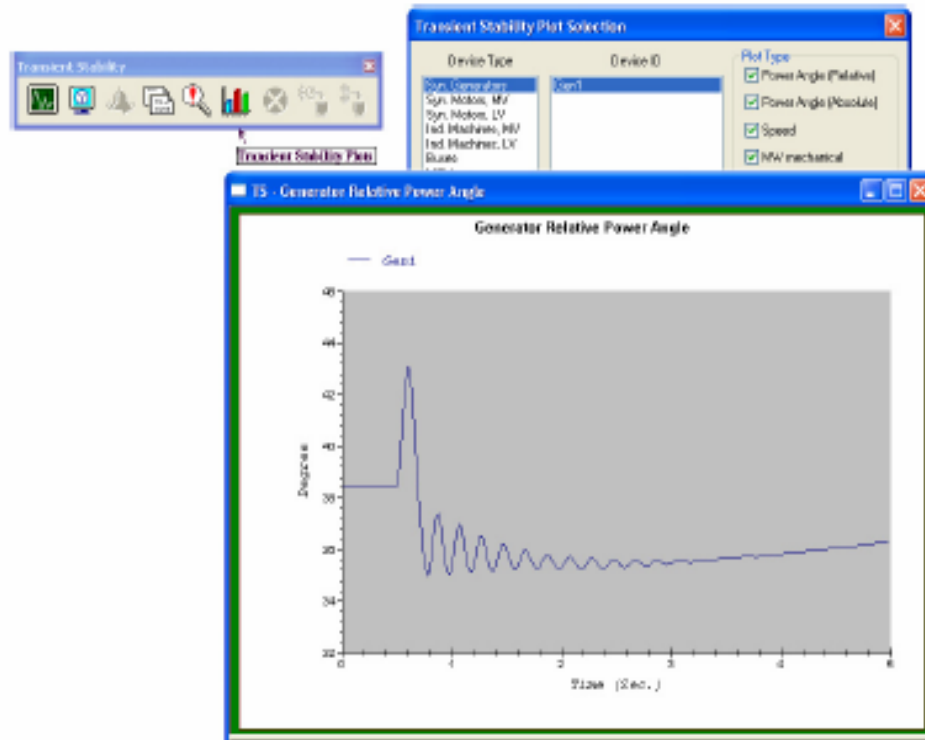
- ☞ Ahora corra un análisis de estabilidad transitoria en este sistema, haciendo click en el botón **Run Transient Stability** de la barra de herramientas Transient Stability. Si selecciona **Prompt**, se le solicitará ingresar un nombre para sus informes de salida.



- ☞ Los resultados del estudio se pueden ver en el OLD, según los elementos seleccionados. La herramienta **Transient Stability Time Slider** se puede utilizar para ver los resultados en cualquier momento durante el período de estudio seleccionado.



Se pueden ver resultados gráficos utilizando los gráficos de estabilidad transitoria. Haga click en este botón en la barra de herramientas Transient Stability. Elija el tipo(s) de gráfico que le gustaría mostrar revisando las casillas adecuadas en el lado derecho de la ventana que allí aparece.



Con el módulo Transient Analysis de ETAP, usted puede crear fácilmente múltiples escenarios transitorios, de modo que usted puede evaluar mejor la respuesta que tendrá su sistema.

ANEXO C

NORMA IEEE STD. 399-1997, SECCION 8.6.7

STABILITY STUDIES

IEEE
Std 399-1997

The combination of these results selected by the user can be printed out for each printing interval (also user selected) during the course of the study period.

The value of the study is strongly affected by the selection of the proper printing interval and the total duration of the simulation. Normally, a printing interval of 0.01 or 0.02 s is used; longer intervals reduce the solution time slightly, but increase the risk of missing fast swings of rotor angle. The time required to obtain a solution is proportional to the length of the period being studied, so this parameter should be closely controlled for the sake of economy.

Avoiding long study periods is especially important if the system and machines have been represented approximately or incompletely because the errors will accumulate and render the results meaningless after some point. A time limit of five times the duration of the major disturbance being studied is generally long enough to show whether the system is stable (in the transient stability sense) or not, while keeping solution time requirements to reasonable levels.

Frequency domain analysis will calculate the eigenvalues to determine the stability characteristics of the system. For a large utility system, most programs can only provide dominant eigenvalue(s) of the system. This information is sufficient for most stability studies except multi-dominant eigenvalues situations.

8.6.7 Interpreting results

The results of a computer stability study are fairly easy to understand once the user learns the basic principles underlying stability problems. The most direct way to determine from study results whether a system is stable is to look at a set of swing curves for the machines in the system. Swing curves are simply plots of rotor angles or machine frequencies (rotor speeds) versus time; if the curves of all the machines involved are plotted on common axes, we can easily see whether they diverge (indicating instability) or settle to new steady-state values. Even if the system is stable, a poor damping situation is not acceptable from the security operation point of view. As previously mentioned, most utility engineers expect that any oscillations should be damped to an acceptable value within 6 s. The system responses, as shown in both Figure 8-1 and Figure 8-5, have good damping factors, and the system returns to normal within a reasonable time frame. However, the situation depicted in Figure 8-2 is considered marginal, even though the system is still stable by definition (oscillations are clearly bounded). In a frequency domain analysis of this same system, one can expect that all the eigenvalues of the system should lie in the left-half of the s-plane, and most utility engineers consider that the real part of the dominant eigenvalues should be less than -0.2 to -0.3 (time constant is between 3.33 to 5 s) for a normal power system. The time domain responses for various root locations in the frequency domain are shown in Figure 8-6.

8.7 Stability studies of industrial power systems

The requirement of stability studies depends on the operating conditions of the industrial power systems. This subclause is intended to summarize the so-called "things to look for" under different operating conditions and disturbance scenarios.

ANEXO D

RESULTADOS DEL ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

ETAP

Project: Estudio de Estabilidad

Page: 1

5.5.6C

Location: Planta de Generacion Budare

Date 04-12-2009

Contract:PDVSA

SN: PDVSACORP3

Engineer: Yasither D. Muñoz S.

Revision: Base

Study Case: Caso 20

Escenario 5: Perdida de generación TG-1

Filename: PLANTAGENERACIONBUDARE

Dynamic Stability

Device ID: **TG- 1**

Device Type: Syn. Gen.

Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech. MW	Elec. MW	Field (pu)			Time (Sec.)	Angle (Deg.)	Freq. (Hz)	Mech.			Field (pu)			% Z	
					Amp	Efd	Ifd				MW	Elec. MW	Amp	Efd	Ifd			
0,000	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83	0,020	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83	
0,040	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83	0,060	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83	
0,080	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83	0,100	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83	
0,120	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83	0,140	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83	
0,160	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83	0,180	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83	
0,200	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83	0,220	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83	
0,240	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83	0,260	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83	
0,280	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83	0,300	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83	
0,320	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83	0,340	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83	
0,360	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83	0,380	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83	
0,400	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83	0,401	0,00	0,00	0,000	0,000	0,0	0,00	0,00	0,00	
0,421	0,00	0,00	0,000	0,000	0,0	0,00	0,00	0,00	0,441	0,00	0,00	0,000	0,000	0,0	0,00	0,00	0,00	
0,461	0,00	0,00	0,000	0,000	0,0	0,00	0,00	0,00	0,481	0,00	0,00	0,000	0,000	0,0	0,00	0,00	0,00	
0,501	0,00	0,00	0,000	0,000	0,0	0,00	0,00	0,00	0,521	0,00	0,00	0,000	0,000	0,0	0,00	0,00	0,00	
0,541	0,00	0,00	0,000	0,000	0,0	0,00	0,00	0,00	0,561	0,00	0,00	0,000	0,000	0,0	0,00	0,00	0,00	
0,581	0,00	0,00	0,000	0,000	0,0	0,00	0,00	0,00	0,601	0,00	0,00	0,000	0,000	0,0	0,00	0,00	0,00	
0,621	0,00	0,00	0,000	0,000	0,0	0,00	0,00	0,00	0,641	0,00	0,00	0,000	0,000	0,0	0,00	0,00	0,00	
0,661	0,00	0,00	0,000	0,000	0,0	0,00	0,00	0,00	0,681	0,00	0,00	0,000	0,000	0,0	0,00	0,00	0,00	
0,701	0,00	0,00	0,000	0,000	0,0	0,00	0,00	0,00	0,721	0,00	0,00	0,000	0,000	0,0	0,00	0,00	0,00	
0,741	0,00	0,00	0,000	0,000	0,0	0,00	0,00	0,00	0,761	0,00	0,00	0,000	0,000	0,0	0,00	0,00	0,00	
0,781	0,00	0,00	0,000	0,000	0,0	0,00	0,00	0,00	0,801	0,00	0,00	0,000	0,000	0,0	0,00	0,00	0,00	
0,821	0,00	0,00	0,000	0,000	0,0	0,00	0,00	0,00	0,841	0,00	0,00	0,000	0,000	0,0	0,00	0,00	0,00	

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

Tim (Sec.)	Ang (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
0,080	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83	0,100	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83
0,120	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83	0,140	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83
0,160	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83	0,180	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83
0,200	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83	0,220	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83
0,240	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83	0,260	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83
0,280	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83	0,300	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83
0,320	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83	0,340	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83
0,360	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83	0,380	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83
0,400	0,00	60,00	2,555	2,550	122,0	1,84	1,84	232.83	0,401	0,00	60,00	2,555	3,402	162,8	1,84	2,12	174.62
0,421	0,00	59,98	2,555	3,393	162,8	1,84	2,11	174.16	0,441	0,00	59,96	2,555	3,388	162,9	1,84	2,11	173.65
0,461	0,00	59,94	2,556	3,383	163,0	1,84	2,11	173.21	0,481	0,00	59,92	2,565	3,379	163,1	1,85	2,10	172.81
0,501	0,00	59,90	2,581	3,374	163,1	1,85	2,10	172.44	0,521	0,00	59,88	2,603	3,371	163,2	1,85	2,10	172.09
0,541	0,00	59,86	2,628	3,367	163,3	1,85	2,10	171.75	0,561	0,00	59,84	2,657	3,363	163,4	1,85	2,10	171.43
0,581	0,00	59,83	2,688	3,360	163,4	1,85	2,10	171.12	0,601	0,00	59,81	2,721	3,357	163,5	1,85	2,09	170.81
0,621	0,00	59,80	2,754	3,353	163,6	1,85	2,09	170.51	0,641	0,00	59,79	2,788	3,350	163,6	1,85	2,09	170.22
0,661	0,00	59,77	2,821	3,347	163,7	1,85	2,09	169.92	0,681	0,00	59,76	2,853	3,344	163,8	1,85	2,09	169.64
0,701	0,00	59,75	2,885	3,341	163,8	1,85	2,09	169.35	0,721	0,00	59,74	2,915	3,338	163,9	1,85	2,09	169.07
0,741	0,00	59,74	2,944	3,335	164,0	1,85	2,08	168.79	0,761	0,00	59,73	2,972	3,332	164,0	1,85	2,08	168.52
0,781	0,00	59,72	2,997	3,329	164,1	1,85	2,08	168.25	0,801	0,00	59,72	3,022	3,326	164,2	1,86	2,08	167.98
0,821	0,00	59,71	3,044	3,323	164,2	1,86	2,08	167.71	0,841	0,00	59,71	3,065	3,320	164,3	1,86	2,08	167.44
0,861	0,00	59,70	3,084	3,317	164,4	1,86	2,08	167.18	0,881	0,00	59,70	3,102	3,314	164,4	1,86	2,08	166.92
0,901	0,00	59,70	3,118	3,312	164,5	1,86	2,08	166.66	0,921	0,00	59,69	3,133	3,309	164,5	1,86	2,07	166.40
0,941	0,00	59,69	3,146	3,306	164,6	1,86	2,07	166.15	0,961	0,00	59,69	3,159	3,304	164,7	1,86	2,07	165.90
0,981	0,00	59,69	3,170	3,301	164,7	1,86	2,07	165.65	1,001	0,00	59,69	3,180	3,298	164,8	1,86	2,07	165.40
1,021	0,00	59,69	3,189	3,296	164,9	1,86	2,07	165.16	1,041	0,00	59,69	3,198	3,293	164,9	1,86	2,07	164.91
1,061	0,00	59,69	3,206	3,291	165,0	1,87	2,07	164.67	1,081	0,00	59,69	3,213	3,288	165,0	1,87	2,07	164.43
1,101	0,00	59,69	3,220	3,286	165,1	1,87	2,06	164.20	1,121	0,00	59,69	3,226	3,283	165,2	1,87	2,06	163.96

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

Tim (Sec.)	Ang (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
1,181	0,00	59,69	3,242	3,276	165,3	1,87	2,06	163.27	1,201	0,00	59,69	3,247	3,274	165,4	1,87	2,06	163.04
1,221	0,00	59,70	3,251	3,272	165,5	1,87	2,06	162.82	1,241	0,00	59,70	3,255	3,269	165,5	1,87	2,06	162.60
1,261	0,00	59,70	3,260	3,267	165,6	1,87	2,06	162.37	1,281	0,00	59,70	3,264	3,265	165,6	1,87	2,06	162.16
1,301	0,00	59,70	3,267	3,262	165,7	1,88	2,06	161.94	1,321	0,00	59,71	3,271	3,260	165,7	1,88	2,05	161.72
1,341	0,00	59,71	3,275	3,258	165,8	1,88	2,05	161.51	1,361	0,00	59,71	3,278	3,256	165,9	1,88	2,05	161.30
1,381	0,00	59,71	3,282	3,254	165,9	1,88	2,05	161.09	1,401	0,00	59,72	3,285	3,252	166,0	1,88	2,05	160.88
1,421	0,00	59,72	3,288	3,250	166,0	1,88	2,05	160.68	1,441	0,00	59,72	3,292	3,248	166,1	1,88	2,05	160.47
1,461	0,00	59,73	3,295	3,246	166,1	1,88	2,05	160.27	1,481	0,00	59,73	3,298	3,244	166,2	1,88	2,05	160.07
1,501	0,00	59,73	3,301	3,242	166,3	1,88	2,05	159.88	1,521	0,00	59,74	3,304	3,240	166,3	1,89	2,05	159.68
1,541	0,00	59,74	3,307	3,238	166,4	1,89	2,05	159.49	1,561	0,00	59,74	3,309	3,236	166,4	1,89	2,05	159.30
1,581	0,00	59,75	3,312	3,234	166,5	1,89	2,05	159.11	1,601	0,00	59,75	3,315	3,232	166,5	1,89	2,04	158.92
1,621	0,00	59,75	3,317	3,230	166,6	1,89	2,04	158.73	1,641	0,00	59,76	3,320	3,228	166,6	1,89	2,04	158.55
1,661	0,00	59,76	3,322	3,226	166,7	1,89	2,04	158.36	1,681	0,00	59,77	3,324	3,225	166,7	1,89	2,04	158.18
1,701	0,00	59,77	3,326	3,223	166,8	1,89	2,04	158.00	1,721	0,00	59,77	3,328	3,221	166,8	1,90	2,04	157.83
1,741	0,00	59,78	3,330	3,219	166,9	1,90	2,04	157.65	1,761	0,00	59,78	3,332	3,218	166,9	1,90	2,04	157.48
1,781	0,00	59,79	3,334	3,216	167,0	1,90	2,04	157.31	1,801	0,00	59,79	3,336	3,214	167,0	1,90	2,04	157.14
1,821	0,00	59,80	3,337	3,213	167,1	1,90	2,04	156.97	1,841	0,00	59,80	3,339	3,211	167,1	1,90	2,04	156.81
1,861	0,00	59,81	3,340	3,209	167,2	1,90	2,04	156.64	1,881	0,00	59,81	3,341	3,208	167,2	1,90	2,04	156.48
1,901	0,00	59,81	3,342	3,206	167,3	1,91	2,04	156.32	1,921	0,00	59,82	3,343	3,205	167,3	1,91	2,04	156.16
1,941	0,00	59,82	3,344	3,203	167,4	1,91	2,04	156.01	1,961	0,00	59,83	3,345	3,202	167,4	1,91	2,03	155.85
1,981	0,00	59,83	3,346	3,200	167,5	1,91	2,03	155.70	2,001	0,00	59,84	3,347	3,199	167,5	1,91	2,03	155.55
2,021	0,00	59,84	3,347	3,197	167,6	1,91	2,03	155.40	2,041	0,00	59,85	3,348	3,196	167,6	1,91	2,03	155.25
2,061	0,00	59,85	3,348	3,194	167,6	1,91	2,03	155.11	2,081	0,00	59,86	3,348	3,193	167,7	1,92	2,03	154.96
2,101	0,00	59,86	3,349	3,192	167,7	1,92	2,03	154.82	2,121	0,00	59,87	3,349	3,190	167,8	1,92	2,03	154.68
2,141	0,00	59,87	3,349	3,189	167,8	1,92	2,03	154.54	2,161	0,00	59,88	3,349	3,188	167,9	1,92	2,03	154.40
2,181	0,00	59,88	3,349	3,186	167,9	1,92	2,03	154.27	2,201	0,00	59,89	3,348	3,185	167,9	1,92	2,03	154.14
2,221	0,00	59,89	3,348	3,184	168,0	1,92	2,03	154.01	2,241	0,00	59,90	3,348	3,182	168,0	1,92	2,03	153.88
2,261	0,00	59,90	3,348	3,181	168,1	1,93	2,03	153.75	2,281	0,00	59,90	3,347	3,180	168,1	1,93	2,03	153.62
2,301	0,00	59,91	3,347	3,179	168,1	1,93	2,03	153.50	2,321	0,00	59,91	3,346	3,178	168,2	1,93	2,03	153.38
2,341	0,00	59,92	3,345	3,177	168,2	1,93	2,03	153.25	2,361	0,00	59,92	3,345	3,175	168,3	1,93	2,03	153.14
2,381	0,00	59,93	3,344	3,174	168,3	1,93	2,03	153.02	2,401	0,00	59,93	3,343	3,173	168,3	1,93	2,03	152.90
2,421	0,00	59,94	3,342	3,172	168,4	1,93	2,03	152.79	2,441	0,00	59,94	3,341	3,171	168,4	1,94	2,03	152.68
2,461	0,00	59,95	3,340	3,170	168,4	1,94	2,02	152.57	2,481	0,00	59,95	3,339	3,169	168,5	1,94	2,02	152.46
2,501	0,00	59,95	3,338	3,168	168,5	1,94	2,02	152.35	2,521	0,00	59,96	3,337	3,167	168,5	1,94	2,02	152.25

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

TITULO	ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DE LA PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA BUDARE-PDVSA DISTRITO SAN TOMÉ, ESTADO ANZOÁTEGUI
SUBTITULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CDIGO CULAC / E MAIL
YASITHER DEL VALLE MUÑOZ STRAKER	CVLAC: 17.656.599 E_MAIL: yasistraker@gmail.com

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Sistema de generación

Turbogeneradores

Electricidad

PDVSA

San tomé

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
Escuela De Ingeniería Y Ciencias Aplicadas	Departamento De Electricidad

RESUMEN (ABSTRACT):

En el presente trabajo se realiza un estudio del comportamiento del sistema de generación de los turbogeneradores que conforman el sistema eléctrico de la planta de generación eléctrica Budare PDVSA-Distrito San Tomé. Se describió la situación actual del sistema eléctrico a fin de conocer las características de los equipos que lo conforman, para luego estudiar su filosofía de funcionamiento y control del sistema de generación. Se escogieron dos días de funcionamiento de las unidades turbogeneradoras para analizar el comportamiento de las variables eléctricas de manera general e individual en condiciones normales. Para el análisis de la estabilidad transitoria de los turbogeneradores y de repartición de potencia activa y reactiva, se realizó una simulación utilizando el software computacional ETAP. Durante el periodo de simulación se observó el comportamiento del ángulo del rotor de los generadores en un tiempo de duración de 10 segundos para cada escenario, lo que indico que el sistema tiene estabilidad marginal puesto que logra disminuir sus oscilaciones con el tiempo pero no en los 6 segundos establecidos por la norma IEEE Std.399-1997. Con el fin de garantizar un suministro de energía eléctrica confiable e ininterrumpido a los campos operacionales Budare-San Cristóbal y parte de la ciudad Pariaguan, se recomendó un ajuste de las protecciones a la coordinación actual de los relés del sistema, puesto que el cortocircuito es una de las principales perturbaciones que puede causar inestabilidad en el sistema de generación.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMRES	ROL/CÓDIGO CVLAC/ E_MAIL				
Ing. Verena Mercado	ROL	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC				
	E_MAIL	verenamercado@yahoo.com			
	E_MAIL				
Ing. Herman Parra	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL	hernanparra@cantv.Net			
	E_MAIL				
Ing. Manuel Maza	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL	manuelmaza@hotmail.com			
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

AÑO	MES	DIA
2010	01	25

LENGUAJE: SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Estudio del comportamiento.doc	Aplication / 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: _____(OPCIONAL)

TEMPORAL: _____(OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

INGENIERO ELECTRICISTA

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pre – Grado

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 44 del reglamento de Trabajos de Grado: “Los Trabajos de Grado son exclusiva propiedad de la universidad y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Núcleo respectivo, quien lo participará al consejo universitario”.

Yasither Del Valle Muñoz Straker

AUTOR

Ing. Verena Mercado

TUTOR

Ing. Herman Parra

JURADO

Ing. Manuel Maza

JURADO

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS