

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**OPERACIÓN EN RED AISLADA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE
LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA DE AGUA
POTABLE Y SANEAMIENTO EPMAPS**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO
DE INGENIERA ELÉCTRICA**

ESTEFANÍA NATHALY UBIDIA ARAUJO
estefy.ubidia@gmail.com

DIRECTOR: DR. JESÚS AMADO JÁTIVA IBARRA
jjativa@yahoo.com

Quito, diciembre de 2015

DECLARACIÓN

Yo, ESTEFANÍA NATHALY UBIDIA ARAUJO, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Estefanía Nathaly Ubidia Araujo

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Estefanía Nathaly Ubidia Araujo, bajo mi supervisión.

DR. JESÚS JÁTIVA IBARRA
Director del Proyecto

AGRADECIMIENTOS

Gracias Señor por haberme dado la vida, gracias por haber decidido que debía venir a este mundo a luchar y a hacer mis sueños realidad, gracias por tantas bendiciones por tantas lecciones aprendidas a los largo de toda mi vida.

A mi madre que ha sido el ejemplo de mi vida, mamita linda eres sin duda la mejor mujer del mundo, gracias por enseñarme a luchar y a vencer, gracias porque tu amor de madre es tan infinito y fuerte que no hubiera logrado esto sin ti, mejor dicho no hubiera logrado nada en mi vida sin ti, gracias por aguantarme cada día, por cuidarme como a un tesoro toda mi vida porque en los momentos de alegría siempre te alegraste sinceramente y porque en los momentos de dolor me dijiste vamos la vida sigue!. Gracias madre por perdonar todo lo malo que he hecho y por recibirme siempre con más amor gracias por ser la mejor simplemente lo más grande y hermoso que tengo, tu nombre significa para mí amor y fuerza, créeme Ximenita que nunca estarás sola, sin duda esto es por ti porque lo mereces y no hay nada en este mundo que desee más que recompensar lo mucho que me has dado, madre ya me has dado demasiado y de ahora en adelante me toca a mí.

Darwin padre mío eres un gran hombre un gran ser humano, tu nobleza, tu forma de ser me han guiado durante este tiempo, gracias por tu apoyo, gracias por haber estado en los primeros años de mi vida, fue allí a tu lado donde pude definir muchos rasgos de mi forma de ser de las que ahora me siento orgullosa, gracias porque aunque la vida quiso que nuestras vidas se separen desde hace mucho, desde donde estuviste supiste llegar a mí, eres un gran luchador un lobo estepario que yo quiero con todo mi corazón.

Gracias al mejor abuelo que alguien en la vida podría haber soñado tener, ese regalo de Dios me lo lleve yo y le doy gracias a Él por tu vida Pedro Araujo, porque eres el mejor ser humano que conozco, la mejor persona, gracias porque tu nombre para mí es sinónimo de igualdad y amor, gracias por nunca dejarnos solitas ni a mi madre ni a mí, gracias porque siempre creíste en mí porque sabías que no te fallaría, porque sentiste que podía lograrlo, solo tú sabes todo lo que has dado por mí, gracias porque mucho de esto es tuyo, quiero que sepas que soy muy orgullosa de tenerte como abuelo.

Ñaño Renato, como no sentirme orgullosa de tenerte si eres el reflejo de mi abuelito, gracias por apoyarme tanto estos años, por todo lo que nos ayudaste a mi madre y a mí, por ver por mí cuando necesité, gracias por creer en mí, en mi sueño, por haber sido para mí como un padre, Dios te dio un corazón noble y bueno que fue una bendición para mi vida, que Él devuelva esas acciones de tu noble corazón, las multiplique y derrame sobre ti y tu familia.

Gracias Esteban porque apareciste cuando debías y me ayudaste a tomar sin duda la mejor decisión de mi vida, eres el hombre que me ayudó a subir el primer escalón, gracias por enseñarme a dar los primeros pasos en la carrera.

Y por último pero no menos importante gracias Andrés Mejía, gracias por todo, por su apoyo, por su motivación y por todo lo que ahora son enseñanzas, no hubiera logrado culminar esto sin Usted, gracias por impulsarme cada día a seguir, a luchar, gracias por hacer de mí una mejor persona.

DEDICATORIA

*Madre,
una vida entera no me alcanzaría para devolverte todo lo que has hecho por mí,
nadie más que tu merece este trabajo,
todo siempre será poco para ti.*

TE AMO

Estefy Ubidia

CONTENIDO

DECLARACIÓN		2
CERTIFICACIÓN		3
AGRADECIMIENTOS		4
DEDICATORIA		6
CONTENIDO		7
LISTA DE ABREVIATURAS		12
RESUMEN		13
PRESENTACIÓN		14
CAPÍTULO I		1
1	INTRODUCCIÓN	1
1.1	Justificación del Proyecto	1
1.2	Objetivos	2
1.2.1	Objetivo General	2
1.2.2	Objetivos Específicos	2
1.3	Alcance	3
1.4	Descripción Sistema Eléctrico de Potencia EPMAPS	4
1.4.1	Introducción	4
1.4.2	Sistema Papallacta Integrado [6]	5
1.4.2.1	Central Hidroeléctrica Recuperadora	6
1.4.2.2	Subestación Eléctrica Recuperadora	8
1.4.2.3	Estaciones de Bombeo Elevadora, Booster No. 1 y Booster No. 2	10
1.4.3	Sistema La Mica – Quito Sur	13
1.4.3.1	Central Hidroeléctrica El Carmen	14
1.4.3.2	Subestación Eléctrica El Carmen	16
1.4.4	Sistema de Transmisión Sistema Eléctrico de Potencia EPMAPS	18
1.4.4.1	Conductores de las Líneas de Transmisión EPMAPS	20

1.4.4.2	Estructuras de las Líneas de Transmisión EPMAPS	22
1.4.5	Expansiones de la Empresa Eléctrica Quito S.A.	23
1.4.5.1	Subestación Eléctrica No. 31 - Tababela	23
1.4.5.2	Subestación Eléctrica No. 26 - Alangasí	24
1.4.5.3	Subestación Eléctrica No. 42 - Baeza	24
1.4.5.4	Estructuras de las Líneas de Transmisión de la EEQ S.A.....	24
1.4.6	Expansiones de TRANSELECTRIC.....	25
CAPÍTULO II		26
2	ANÁLISIS DE LAS CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EPMAPS	26
2.1	Introducción	26
2.2	Condiciones de Operación.....	28
2.2.1	Red Externa SNI	28
2.2.2	Generación	28
2.2.3	Carga	29
2.2.3.1	Cargas del Sistema Eléctrico EPMAPS.....	29
2.2.3.2	Curvas Diarias de Carga de las Subestaciones Eléctricas Tababela y Alangasí.....	30
2.2.4	Protecciones del Sistema de Transmisión de la EPMAPS [9].....	32
2.3	Estudio de Flujos de Potencia del Sistema Eléctrico EPMAPS en Power Factory de DIgSILENT	35
2.3.1	Flujos de Potencia.....	35
2.3.1.1	Demanda Mínima	36
2.3.1.2	Demanda Media	38
2.3.1.3	Demanda Máxima	40
2.3.2	Cargabilidad.....	42
2.3.2.1	Líneas de Transmisión	42
2.3.2.2	Transformadores	43
2.3.3	Perfiles de Voltaje	44
2.3.3.1	Barras a 6,6 kV	44

2.3.3.2	Barras a 23 kV	45
2.3.3.3	Barras a 138 kV	45
2.4	Análisis de Resultados Parciales	46
CAPÍTULO III		47
3	MODELACIÓN DINÁMICA Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EPMAPS.....	47
3.1	Introducción	47
3.2	Sistema de Regulación de Velocidad y Turbina Hidráulica [1].....	48
3.2.1	Generador Sincrónico	48
3.2.1.1	Constante de Inercia (H)	50
3.2.2	Turbina Hidráulica	50
3.2.2.1	Constante de Arranque del Agua (Tw)	51
3.2.3	Reguladores de Velocidad	52
3.2.3.1	Servomotor	53
3.2.3.2	Estatismo Permanente (R _P).....	53
3.2.3.3	Estatismo Transitorio (R _T).....	54
3.2.3.4	Tiempo de Reajuste (T _R).....	54
3.3	Sistema de Excitación.....	54
3.3.1	Elementos de un Sistema de Excitación	55
3.3.2	Clasificación de los Sistemas de Excitación	56
3.3.2.1	Sistemas de Excitación AC con Rectificación de Rotación	57
3.4	Reguladores de Velocidad de las Unidades de Generación Recuperadora y El Carmen.....	62
3.4.1	Modelo del Sistema de Regulacion de Velocidad HYGOV	63
3.4.1.1	Variables de Entrada y Salida en el Regulador de Velocidad HYGOV... 63	
3.4.1.2	Variables y Rangos de los Parámetros del Regulador de Velocidad HYGOV.....	65
3.4.2	Cálculos de Parámetros	65
3.4.3	Prueba en Sistema Mono-Máquina de los Reguladores de Velocidad ... 67	

3.4.3.1	Estado Estable y Prueba de Toma y Rechazo de Carga +/- 10% de la Potencia Nominal	68
3.5	Reguladores de Voltaje de las Unidades de Generación Recuperadora y El Carmen.....	71
3.5.1	Modelo del Sistema de Excitación AC8B	71
3.5.1.1	VARIABLES DE ENTRADA Y SALIDA EN EL SISTEMA DE EXCITACIÓN AC8B	71
3.5.1.2	VARIABLES Y RANGOS DE PARÁMETROS DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN AC8B	72
3.5.2	Sintonización de Controladores PID mediante Método Ziegler y Nichols [13]	74
3.5.3	Prueba en un Sistema Mono-Máquina de los Reguladores de Voltaje ...	78
3.5.3.1	Estado Estable y Escalón de +/- 5% del Voltaje Nominal.....	78
3.6	Operación del Sistema Eléctrico EPMAPS en Red Aislada	81
3.6.1	Esquema de Seccionamiento de Carga.....	82
3.6.1.1	Implementación de un Esquema de Seccionamiento de Carga en el Sistema Eléctrico de la EPMAPS	85
3.6.2	Condiciones para Operación en Forma de Isla Eléctrica	90
3.6.3	Casos de Estudio	91
3.6.3.1	Criterios de Aceptación para Análisis de Resultados	93
3.6.3.2	Caso 1: Arranque de Motor 3600 HP Estación Booster 2	94
3.6.3.3	Caso 2: Falla Monofásica Línea de Transmisión “Torre 83–Tababela”	103
3.6.3.4	Caso 3: Falla Trifásica Línea de Transmisión “Torre 83–Tababela”.....	109
CAPÍTULO IV.....		114
4	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	114
4.1	Conclusiones	114
4.2	Recomendaciones	118
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		119
ANEXOS		121
ANEXO 1.....		122
1	REGULADOR AUTOMÁTICO DE VOLTAJE BASLER DECS-200	122

1.1	Características Regulador Automático de Voltaje Basler DECS-200....	123
1.2	Interfaz HMI	124
2	REGULADOR AUTOMÁTICO DE VOLTAJE BASLER DECS-250	125

LISTA DE ABREVIATURAS

AVR	Regulador Automático de Voltaje
CELEC EP	Corporación Eléctrica del Ecuador Empresa Pública
DMQ	Distrito Metropolitano de Quito
EEQ S.A.	Empresa Eléctrica Quito S.A.
EPMAPS	Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
LTC	Cambiador Automático de Taps
PID	Proporcional-Integral-Derivativo
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SNI	Sistema Nacional Interconectado

RESUMEN

Este trabajo tiene como finalidad analizar la viabilidad de la operación en isla del sistema eléctrico de la EPMAPS una vez que se haya desconectado del SNI debido a un mantenimiento programado o una falla en la línea de transmisión “*Santa Rosa – El Carmen*”.

Para lograr este objetivo se realiza un análisis de flujos de potencia que permita determinar la potencia requerida para abastecer las cargas de este sistema, constituido por: las líneas de bombeo de la EPMAPS y la carga de las subestaciones Tababela y Alangasí; y verificar si las unidades de generación Recuperadora y El Carmen tienen la capacidad de abastecer dicha demanda.

Bajo las condiciones actuales, la generación disponible en el sistema eléctrico de la EPMAPS no es suficiente para abastecer la demanda de la carga requerida, es por ello que se plantea un esquema de seccionamiento de carga con el fin de mantener la estabilidad en el sistema. Bajo esta premisa se realiza la calibración de los sistemas de control de las unidades de generación con el fin de analizar su comportamiento dinámico en el sistema mediante un estudio de estabilidad transitoria.

Se establecen las condiciones para operación en isla del sistema eléctrico de la EPMAPS, sobre las cuales se pone a prueba la estabilidad del sistema planteando tres casos de estudio que son: arranque de un motor de 3600 HP, falla monofásica y trifásica en la línea de transmisión “*Torre 83 – Tababela*”.

PRESENTACIÓN

El presente trabajo se encuentra estructurado mediante cuatro capítulos, los cuales se detallan a continuación:

Capítulo I: Se presenta una descripción tanto de los elementos que componen el sistema eléctrico de la EPMAPS, constituido por el Sistema Papallacta Integrado y por el Sistema La Mica – Quito Sur, como de los elementos asociados al sistema y que son propiedad de la Empresa Eléctrica Quito EEQ S.A., tales como generadores, cargas, líneas de transmisión y transformadores. Se señalan los escenarios de operación en demanda mínima, media y máxima en función de las líneas de bombeo del sistema eléctrico de la EPMAPS.

Capítulo II: Se señalan las condiciones actuales de operación del sistema eléctrico de potencia de la EPMAPS, donde están asociadas las cargas de las subestaciones Tababela y Alangasí de la EEQ S.A. Para los escenarios de demanda mínima, media y máxima se realiza un estudio de flujos de potencia en el programa computacional *Power Factory* de *DigSILENT* con el fin de determinar la cargabilidad en transformadores y líneas de transmisión, así como también perfiles de voltaje en las barras del sistema. Además se describe de manera general el esquema de protecciones asociado al sistema de la EPMAPS.

Capítulo III: Se detallan las condiciones necesarias para la operación del sistema en forma de isla eléctrica, se describen los sistemas de regulación de velocidad y voltaje según la normativa IEEE, y de acuerdo a las características propias de los sistemas de control de las unidades de generación del sistema eléctrico en estudio, se determinan los modelos a utilizar en las simulaciones dinámicas en el programa computacional *Power Factory* de *DigSILENT*. Se describe un sistema de seccionamiento de carga y se realiza su simulación en el sistema eléctrico de la EPMAPS, se detallan bajo estas condiciones los ajustes de los parámetros del relé

de frecuencia necesarios para que este sistema pueda operar en forma aislada del SNI.

Se analiza la operación en isla del sistema eléctrico de la EPMAPS mediante simulaciones de arranque de motores y fallas en la línea de transmisión que alimenta la carga de Tababela, esto con la finalidad de verificar el comportamiento dinámico del sistema ante perturbaciones que podrían ocasionar una inestabilidad transitoria

Capítulo IV: Se exponen las conclusiones y recomendaciones de acuerdo a los análisis desarrollados en este trabajo.

CAPÍTULO I

1 INTRODUCCIÓN

1.1 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

En la actualidad, cualquier perturbación en la línea de 138 kV que conecta el SNI con el sistema eléctrico de la EPMAPS, conlleva la salida de las unidades de generación de las centrales hidroeléctricas El Carmen y Recuperadora, y la subsecuente desconexión de todas las instalaciones de la EPMAPS, y de todas las líneas que a este sistema se conectan, tal como Tababela y Alangasí.

La conceptualización original de operación del sistema eléctrico Papallacta, que permitía el funcionamiento de la central Recuperadora exclusivamente interconectada al SNI, y el posterior ingreso de la central El Carmen, diseñada con la misma filosofía de operación; hacen necesario determinar que, para que el sistema eléctrico Papallacta – La Mica pueda operar en modo de isla eléctrica, es imperativo cumplir con ciertas condiciones operativas que se analizan y describen a lo largo de este documento.

La capacidad de estas centrales puede abastecer parte de su consumo (estaciones de bombeo Papallacta) y parte de la carga requerida a través de las subestaciones de distribución Tababela y Alangasí de la EEQ S.A., conectadas a la línea de 138 kV de la EPMAPS.

Para esto es necesario elaborar procedimientos operativos y los correspondientes estudios eléctricos que demuestren la posibilidad de operación del sistema eléctrico de la EPMAPS con parte de la carga eléctrica, luego de la salida de operación del tramo de la línea “*Santa Rosa – El Carmen*”, y de esta manera evitar la desconexión total del sistema eléctrico y consecuentemente mantener el funcionamiento de las líneas de bombeo de agua y el abastecimiento del líquido vital a la ciudad de Quito.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

Establecer las condiciones de generación, transmisión y carga para la operación en isla del sistema eléctrico de potencia Papallacta – La Mica de la EPMAPS, mediante modelación y simulación con el software Power Factory de DIgSILENT.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar las condiciones actuales de operación del sistema eléctrico de potencia de la EPMAPS enlazado al Sistema Nacional Interconectado.
- Analizar las magnitudes de la carga propia, en varias condiciones estacionales, y la carga entregada a la Empresa Eléctrica Quito, en las subestaciones Tababela y Alangasí, a ser abastecidas con la generación de las centrales El Carmen, Recuperadora y el SNI.
- Estudiar la estructura de los sistemas de regulación de velocidad y voltaje de las centrales hidroeléctricas El Carmen y Recuperadora, a fin de determinar su capacidad de funcionamiento en isla eléctrica.
- Establecer los ajustes de los sistemas de control de velocidad y voltaje que deben efectuarse para la operación en isla del sistema eléctrico de la EPMAPS así como las condiciones operativas de transmisión y carga.
- Realizar la modelación y simulación del sistema eléctrico de la EPMAPS operando en isla con el software Power Factory de DIgSILENT.
- Analizar la estabilidad del sistema eléctrico de la EPMAPS cuando se encuentre aislado del SNI, mediante el arranque de un motor de 3600 HP, falla monofásica y trifásica en la línea de transmisión “Torre 83 – Tababela”.

1.3 ALCANCE

El presente proyecto de titulación está enfocado a establecer las condiciones operativas de generación, transmisión y carga del sistema eléctrico de la EPMAPS para su operación en isla, luego de la separación del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador.

El sistema eléctrico de la EPMAPS es modelado para condiciones de pérdida del enlace con la subestación Santa Rosa de CELEC EP Transelectric. La separación es modelada en estado estable y transitorio mediante la apertura de los disyuntores asociados a la línea de transmisión de 138 kV "*Santa Rosa – El Carmen*".

La simulación en estado estable es efectuada mediante análisis de flujos de potencia para condiciones de carga máxima, media y mínima del sistema eléctrico de la EPMAPS. La simulación de los componentes dinámicos está enfocada en las dos centrales hidroeléctricas Recuperadora y El Carmen, la línea de transmisión de 138 kV, las cargas de las estaciones de bombeo Elevadora, Booster No. 1 y Booster No. 2 de la EPMAPS; y, las cargas de las subestaciones de distribución Tababela y Alangasí de la Empresa Eléctrica Quito.

Dada la magnitud de la corriente de arranque de los motores de las líneas de bombeo de agua en comparación con la capacidad de los generadores de la EPMAPS y de la actual topología del sistema eléctrico de potencia se considera la alimentación de dos de las cinco líneas de bombeo que componen el sistema eléctrico de la EPMAPS.

Se utiliza el software Power Factory de DigSILENT disponible en el Laboratorio de Sistemas Eléctricos de Potencia para realizar las simulaciones de estado estable y transitorio.

1.4 DESCRIPCIÓN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA EPMAPS

1.4.1 INTRODUCCIÓN

La EPMAPS tiene como principal objetivo garantizar el acceso, disponibilidad y calidad de los servicios de agua potable y saneamiento a la ciudadanía del DMQ; sin embargo, debido a su posición estratégica actual frente a las expansiones que se realizan en el SNI y al contar con generación eléctrica propia, el sistema es un elemento que permite realizar transacciones de compra y venta de energía con el SNI.

En esta sección se realiza una descripción de los elementos que constituyen el sistema eléctrico, así como también las características técnicas de los mismos; de igual manera un análisis del impacto que tiene sobre el mismo el ingreso de subestaciones eléctricas tales como Tababela y Alangasí, necesarias para abastecer la actual demanda de la zona del Aeropuerto Internacional de Quito.

El aprovechamiento de las diferentes captaciones de agua de los ríos y lagunas cercanas al DMQ permite contar con un recurso hídrico suficiente para suministrar la demanda de agua cruda de las estaciones de bombeo que conforman el sistema de abastecimiento de agua Papallacta

El excedente que se produce (aproximadamente 100.000 kWh/año)¹, es comercializado en el marco del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) del cual la EPMAPS es parte desde 1999; en este sentido las centrales hidroeléctricas Recuperadora y El Carmen se convierten en los proyectos de generación más importantes con los que cuenta el sistema eléctrico de la EPMAPS.

¹ Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento, Hidroelectricidad, en <http://www.emaapq.gob.ec>.

1.4.2 SISTEMA PAPALLACTA INTEGRADO [6]

El Sistema Papallacta Integrado está conformado por la etapa Papallacta I, construida en el año 1990 con el objetivo de cubrir las necesidades de agua potable del DMQ con un caudal de $3 \text{ m}^3/\text{s}$, proyecto que contempló la captación, bombeo y conducción de agua cruda desde la zona de Papallacta con una cota de más de 4000 m s.n.m. hasta la planta de tratamiento Bellavista a través de una tubería de acero de 48 pulgadas de diámetro, una pulgada de espesor y aproximadamente 70 km de longitud.

Debido a la necesidad de incrementar el caudal disponible, reducir los costos de operación de las estaciones de bombeo y con el objetivo de poder contar con una reserva de agua cruda para épocas de estiaje aprovechando a la vez los recursos del proyecto inicial, se llevó a cabo el proyecto Optimización del Sistema Papallacta donde se encuentra también incluida la Presa Salve Faccha, que ha incrementado en $1 \text{ m}^3/\text{s}$ el caudal del sistema Papallacta.

El Sistema Papallacta Integrado cuenta con la operación en cascada de tres estaciones de bombeo denominadas Elevadora, Booster No. 1 y Booster No. 2, compuestas cada una por cinco motores de inducción. Una línea de bombeo está conformada por tres motores: uno de la Estación Elevadora, uno de la Estación Booster No. 1 y uno de la Estación Booster No. 2.

Dentro de estas líneas de bombeo una funciona como respaldo; de esta forma la demanda de agua potable se cubre con el funcionamiento de las cuatro líneas restantes; las condiciones de demanda de agua potable para el DMQ son expuestas en el Capítulo II del presente proyecto.

El Sistema Papallacta Integrado tiene asociada la central hidroeléctrica Recuperadora, donde la diferencia de cotas es aprovechada para que a través del grupo turbina-generator se recupere la energía utilizada para las estaciones de bombeo.

1.4.2.1 Central Hidroeléctrica Recuperadora

La Central Hidroeléctrica Recuperadora empezó su funcionamiento el 11 de octubre de 1990 y es parte del sistema de abastecimiento de agua Papallacta, llamada así porque aprovecha el recurso hídrico bombeado desde Papallacta y “recupera” la energía utilizada en el sistema de impulsión.

Este grupo está constituido por una turbina Pelton y un generador sincrónico de polos salientes con una potencia instalada de 14,76 MW y una velocidad de 720 rpm. La energía que provee sirve principalmente para abastecer los requerimientos energéticos de los motores de inducción que componen las estaciones de bombeo Elevadora, Booster No. 1 y Booster No. 2, y adicionalmente para el intercambio energético con el SNI.

1.4.2.1.1 Características de la Turbina Central Hidroeléctrica Recuperadora

Los datos de placa de la turbina de la central hidroeléctrica Recuperadora se muestran en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1 Datos de placa turbina central hidroeléctrica Recuperadora

TURBINA CENTRAL RECUPERADORA	
Marca	SULZER-ESCHER-WYSS
Ciudad de fabricación	RAVENSBURG (ALEMANIA)
Número	12222
Año de fabricación	1989
Tipo	PELTON
Caída bruta máxima	606,9 m
Caída neta de diseño	561,4 m
Caudal nominal	3 m ³ /s
Potencia activa nominal	14,76 MW
Velocidad sincrónica	720 rpm
Sentido de giro	ANTIHORARIO
Diámetro medio del rotor	1270 mm
Número de inyectores	3
Longitud de la tubería de carga	31428,88 pies
Diámetro de la tubería de carga	4 pies
Eficiencia de la turbina	89,70%

1.4.2.1.2 Características del Generador Central Hidroeléctrica Recuperadora

Los datos de placa del generador de la central hidroeléctrica Recuperadora, se muestran en la Tabla 1.2.

Tabla 1.2 Datos de placa generador central hidroeléctrica Recuperadora

GENERADOR CENTRAL RECUPERADORA	
Marca	SCHORCH
Tipo	DF 8342 K - BB 10
Número	46 447 703
Año de fabricación	1989
Tipo	Sincrónico trifásico
Voltaje nominal	6900 V +/- 5%
Corriente nominal	1500 A
Potencia aparente nominal	17,9 MVA
Factor de potencia	0,8
Frecuencia nominal	60 Hz
Número de polos	10
Protección	IP 23
Velocidad sincrónica	720 rpm
Altitud de montaje	3170 m.s.n.m.
Temperatura ambiente	30 °C
Momento de Inercia	10758 kg.m ²
Inercia	1,7083 s
Eficiencia	97,60%

1.4.2.1.3 Características de la Excitatriz Central Hidroeléctrica Recuperadora

Es importante señalar que el control de la excitatriz se realiza con un nuevo regulador automático de voltaje AVR, el modelo antiguo FSG 201 AZ 231 fue sustituido por el modelo BASLER AVR DECS-200. Las características de la excitatriz se muestran en la Tabla 1.3.

Tabla 1.3 Características de la excitatriz generador Recuperadora

EXCITATRIZ GENERADOR RECUPERADORA	
Marca	SCHORCH
Tipo	DDE 700/12,5 - 327192
Número	46 447 703
Tipo	TRIFÁSICA-DIODOS ROTATIVOS
Voltaje de entrada	280/525 V
Corriente de entrada	110/205 A
Voltaje de salida	65 V
Corriente de salida	2,2 A
Potencia de salida	52/183 kVA
Regulador Automático de Voltaje	BASLER AVR DECS-200

1.4.2.2 Subestación Eléctrica Recuperadora

La subestación de la central hidroeléctrica Recuperadora es de tipo convencional, ya que sus elementos y componentes están diseñados para operar al aire libre y posee una sola bahía a 138 kV.

Adicional, cuenta con un transformador trifásico de potencia que permite elevar el nivel de voltaje de 6,6 kV a 138 kV que es el voltaje de acoplamiento a la línea de transmisión del SNI.

1.4.2.2.1 Transformador Trifásico de Potencia

El transformador de potencia tiene una capacidad de 18 MVA (6,6 kV/138 kV), posee un LTC de 17 posiciones, sin embargo este no se encuentra operando en forma automática puesto que la regulación de voltaje en la barra de 6,6 kV es realizada mediante el AVR del generador, dependiendo de los requerimientos del sistema existe la posibilidad de su operación en forma manual. Las características del transformador trifásico de potencia se encuentran detalladas en la Tabla 1.4.

Tabla 1.4 Características del transformador de potencia subestación Recuperadora

TRANSFORMADOR DE POTENCIA SUBESTACIÓN RECUPERADORA					
Marca	SCHORCH				
Tipo	TC 18438				
Número de fabricación	4644770802				
Norma	IEC 76				
Potencia Nominal [kVA]	12600 / 18000				
Fases	3				
Grupo de conexión	YNd11				
Frecuencia [Hz]	60				
Tipo de refrigeración	ONAN/ONAF				
Tiempo de cortocircuito [s]	2				
Pérdidas en vacío [kW]	19				
Pérdidas en cortocircuito [kW]	95				
Posición	Voltaje nominal [kV]		Corriente nominal [A]		Voltaje de cortocircuito
	A.V.	B.V.	A.V.	B.V.	%
1	144,80		5,2 / 71,8		6,38 / 9,11
9b	132,00	6,90	55,1 / 78,7	1054,3 / 1506,1	6,16 / 8,73
17	119,19		61 / 87,2		5,93 / 8,47

1.4.2.2.2 Disyuntores

En la subestación existen dos disyuntores tripolares aislados en SF₆ (hexafluoruro de azufre), que son comandados por aire comprimido. Las características de los interruptores de potencia se encuentran en la Tabla 1.5.

1.4.2.2.3 Servicios Auxiliares

Para alimentar los equipos de la subestación que funcionan con corriente alterna se cuenta con un transformador trifásico de 500 kVA de potencia nominal ubicado en la barra de 6,6 kV.

Para los servicios auxiliares que requieren corriente continua se cuenta con dos transformadores monofásicos de 30 kVA con una relación de transformación 480/220-120 V.

Tabla 1.5 Características disyuntores de potencia subestación Recuperadora [9]

DISYUNTOR DE POTENCIA AISLADO EN SF ₆	
Tipo	170 MHD-1P
Año	1989
Fabricante	NUOVA MAGRINI GALILEO
Número de serie	148812
Dieléctrico	SF ₆
Frecuencia	60 Hz
Voltaje nominal	170 kV
Corriente nominal	1250 kA
B.I.L.	325 kV
Capacidad de Interrupción	20 kA
Corriente de pico	50 kA
Ciclo de trabajo nominal	0-0,3 s - CO - 1 min - CO
Corriente de corta duración	25 kA x 1 s
Peso Gas por Polo	6 Kg
Peso total del Interruptor	2300 Kg
Normas	IEC
Tiempo de ruptura total	50 ms ó 3 ciclos

1.4.2.3 Estaciones de Bombeo Elevadora, Booster No. 1 y Booster No. 2

Como se menciona en el numeral 1.4.2, cada estación de bombeo del Sistema Papallacta Integrado está compuesta por cinco motores de inducción tipo jaula de ardilla; cada uno tiene la capacidad de impulsar hasta $0,75 \text{ m}^3/\text{s}$ de agua cruda y tienen como objetivo elevar el agua hasta ser conducida a la entrada del túnel Quito.

La disposición de los motores de inducción tanto de la Estación Booster No. 1 como de la Estación Booster No. 2 es horizontal, mientras que los motores de inducción de la Estación Elevadora tienen una disposición vertical.

1.4.2.3.1 Estación Elevadora

En la estación Elevadora se dispone de 5 bombas (una de emergencia) de eje vertical con motor eléctrico acoplado, las cuales tienen las siguientes características: caudal de bombeo de $0,75 \text{ m}^3/\text{s}$, altura de impulsión 49 m, velocidad 894 rpm, eficiencia 78-85%, potencia 470 kW y lubricación por agua limpia.

1.4.2.3.2 Estación Booster No. 1 y Booster No. 2

Las estaciones Booster No. 1 y Booster No. 2 disponen de 5 bombas de eje horizontal de una sola etapa y doble aspiración, las cuales tienen las siguientes características: caudal de bombeo $0,75 \text{ m}^3/\text{s}$, altura de impulsión 315 m, velocidad 3584 rpm, eficiencia 80-84%, potencia 2800 kW y lubricación por aceite.

Adicionalmente, los transformadores de reducción de las subestaciones eléctricas de las estaciones Booster No. 1 y Booster No. 2 son de similares características que el transformador de la subestación de la central hidroeléctrica Recuperadora, mostradas en la Tabla 1.4.

La estación de bombeo Elevadora no cuenta con subestación eléctrica propia debido a que se conecta directamente a la barra de bajo voltaje de la subestación Booster No. 1 por medio de un cable tripolar.

Las características de los motores de inducción de las estaciones Elevadora, Booster No. 1 y Booster No. 2 se muestran en la Tabla 1.6.

Tabla 1.6 Características motores de inducción estaciones de bombeo

INFORMACIÓN GENERAL						
Estación de bombeo	ELEVADORA			BOOSTER 1 Y 2		
Líneas de bombeo	5			5		
Líneas de bombeo respaldo	1			1		
Capacidad de impulsión por línea	750 litros/s			750 litros/s		
MOTOR TRIFÁSICO ASINCRÓNICO						
Marca	SCHORCH			SCHORCH		
Tipo	KR 5832H-AB08			KR 6831G-AB02		
Serie	46447705/1			46447706/1		
Año de fabricación	1989			1989		
Voltaje nominal	6,6 kV			6,6 kV		
Corriente nominal	55 A			283 A		
Potencia nominal	470 kW			2,8 MW		
Protección	IP 54			IP 54		
Velocidad nominal	894 rpm			3584 rpm		
Frecuencia nominal	60 Hz			60 Hz		
Clase de aislamiento	F			F		
Refrigerante	30 °C			30 °C		
Resistencia del estator	1,1684 Ω			0,0942 Ω		
Peso	4200 kg			8700 kg		
Momento de inercia	40 kg. m ²			77 kg. m ²		
Constante de inercia	0,2788 s			1,6646 s		
Torque nominal	5020 N.m			7460 N.m		
Potencia mecánica	600 HP			3600 HP		
Demanda	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima
Carga	4/4	3/4	2/4	4/4	3/4	2/4
Factor de potencia	0,79	0,73	0,62	0,9	0,89	0,86
Eficiencia en operación nominal	0,95	0,946	0,932	0,96	0,958	0,95
ENSAYO CON ROTOR BLOQUEADO						
Corriente	10542 A (550%In)			302,5 A (500%In)		
Potencia	688,6 kW			3648 kW		
Torque de arranque	4016 N.m (80% Tn)			5968 N.m (80% Tn)		
ENSAYO EN VACÍO						
Voltaje nominal	6,6 kV			6,6 kV		
Corriente	23,3 A			49,41 A		
Potencia absorbida	11,25 kW			70,25 kW		

1.4.3 SISTEMA LA MICA – QUITO SUR

El proyecto se inicia en la laguna Micacocha, localizada a 70 km al sur-este de la ciudad de Quito, en las faldas del volcán Antisana a 3.900 m s.n.m, desde donde el agua cruda es conducida en dirección noroeste hasta llegar a la planta de tratamiento El Troje al sur de la ciudad; abastece de agua potable a los habitantes del sur del DMQ. El proyecto está concebido para conducir 1700 l/s.



Figura 1.1 Presa y embalse La Mica

En la Figura 1.1 se pueden observar el embalse y la presa La Mica, esta última intercepta las aguas del río Desaguadero y tiene una longitud de corona de 780 m y una altura máxima de 15,2 m. Se cuenta con tres captaciones de agua cruda para incrementar los caudales al embalse, que se describen en la Tabla 1.7.

Tabla 1.7 Afluencias al embalse La Mica

CAPTACIONES DE LA MICA	
Río Antisana	1,5 m ³ /s
Río Jatunhuaycu	0,4 m ³ /s
Río Diguchi	0,15 m ³ /s

Una característica importante del sistema La Mica es la utilización de caudales por gravedad únicamente, evitando el uso de estaciones de bombeo; siendo ésta la principal diferencia con el sistema Papallacta Integrado.

1.4.3.1 Central Hidroeléctrica El Carmen

La central hidroeléctrica El Carmen entró en operación en el año 2000, está conformada por una turbina Pelton de dos inyectores y un generador sincrónico de polos salientes de eje horizontal. A continuación se muestran los datos de placa de la turbina, generador y excitatriz de la central hidroeléctrica.

1.4.3.1.1 Características de la Turbina Central Hidroeléctrica El Carmen

Los datos de placa de la turbina de la central hidroeléctrica El Carmen, se muestran en la Tabla 1.8.

Tabla 1.8 Datos de placa turbina central hidroeléctrica El Carmen

TURBINA CENTRAL EL CARMEN	
Marca	VOITH HYDRO TOLOSA
Número	18750
Año de fabricación	1998
Tipo	PELTON
Caída bruta máxima	611 m
Caudal neta de diseño	544 m
Caudal máximo	$2 \text{ m}^3/\text{s}$
Caudal nominal	$1,7 \text{ m}^3/\text{s}$
Potencia nominal	8,4 MW
Velocidad sincrónica	720 rpm
Velocidad de desbloqueo	1355 rpm
Número de álabes	20
Número de inyectores	2
Peso del rodete de la turbina	2000 kg
Momento de inercia del rodete de la turbina	$500 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$
Longitud de la tubería de carga	10266,71 pies
Diámetro de la tubería de carga	3,54 pies
Eficiencia de la turbina	0,897

1.4.3.1.2 Características del Generador Central Hidroeléctrica El Carmen

Los datos de placa del generador de la central hidroeléctrica El Carmen se muestran en la Tabla 1.9.

Tabla 1.9 Datos de placa generador central hidroeléctrica El Carmen

GENERADOR CENTRAL EL CARMEN	
Marca	SCHORCH/LDW AEG
Tipo	S5E1000M60-10ZE
Número	98-402009
Año de fabricación	1998
Tipo	Trifásico Sincrónico
Conexión del bobinado del estator	estrella puesto a tierra
Voltaje nominal	6600 V
Corriente nominal	919 A
Potencia aparente nominal	10,5 MVA
Factor de potencia	0,8
Frecuencia nominal	60 Hz
Número de polos	10
Protección	IP23
Velocidad sincrónica	720 rpm
Altitud de montaje	3306 m.s.n.m.
Temperatura ambiente	40 °C
Inercia	5,9315 s
Eficiencia	97,20%

1.4.3.1.3 Características de la Excitatriz Central Hidroeléctrica El Carmen

Las características de la excitatriz se muestran en la Tabla 1.10.

Tabla 1.10 Características de la excitatriz generador El Carmen

EXCITATRIZ GENERADOR EL CARMEN	
Marca	SCHORCH/LDW
Tipo	TSD2D-TL1
Característica	Trifásica-sin escobillas-diodos rotativos
Voltaje de salida	94 V
Corriente de salida	6,6 A
Regulador Automático de Voltaje	BASLER DECS-250

1.4.3.2 Subestación Eléctrica El Carmen

La subestación de la central hidroeléctrica El Carmen permite elevar el voltaje de 6,6 kV a 138 kV, que es el voltaje de acoplamiento a la línea de transmisión del SNI; posee dos bahías a nivel de 138 kV, la primera sirve para conectarse a la subestación Recuperadora y la segunda para acoplarse a la subestación Santa Rosa perteneciente al SNI.

En la Figura 1.2 se puede observar la subestación El Carmen, en donde se destaca el transformador de potencia y su equipo de protección y seccionamiento, todos éstos de similares características que los componentes de la subestación Recuperadora.



Figura 1.2 Subestación eléctrica El Carmen

1.4.3.2.1 Transformador Trifásico de Potencia

El transformador de potencia de la subestación El Carmen al igual que el transformador de potencia de la subestación Recuperadora posee un LTC de 17 posiciones con el mismo principio de funcionamiento descrito. Los datos de placa del transformador trifásico de potencia se muestran en la Tabla 1.11.

Tabla 1.11 Características del transformador de potencia de la subestación El Carmen

TRANSFORMADOR DE POTENCIA SUBESTACIÓN EL CARMEN					
Marca	PAUWES TRAF0 BELGIUM				
Tipo	ORF 12,5 / 275				
Número de fabricación	97.2.4201				
Norma	IEC 76				
Potencia Nominal	10 / 12,5 MVA				
Fases	3				
Grupo de conexión	YNd11				
Frecuencia [Hz]	60				
Tipo de refrigeración	ONAN/ONAF				
Tiempo de cortocircuito [s]	2				
Pérdidas en vacío [kW]	12				
Pérdidas en cortocircuito [kW]	75 / 77				
Posición	Voltaje nominal [kV]		Corriente nominal [A]		Voltaje de cortocircuito %
	A.V.	B.V.	A.V.	B.V.	
1	154,56		37,35 / 46,69		11,59
9b	138,00	6,60	41,84 / 52,3	874,8 / 1093,5	11,04
17	121,44		47,54 / 59,43		10,99

1.4.3.2.2 Disyuntores

Los disyuntores de la subestación eléctrica El Carmen son de similares características que los de la subestación eléctrica Recuperadora; adicionalmente, existen dos disyuntores de alto voltaje ubicados en la salida de las líneas de transmisión hacia las subestaciones Santa Rosa y Recuperadora respectivamente. Los disyuntores tienen una operación tripolar constituida por elementos monopolares que se unen bajo el mecanismo de acción tipo BLK 222.

Las características de los disyuntores de la subestación eléctrica El Carmen, se encuentran detalladas en la Tabla 1.12.

Tabla 1.12 Características de los disyuntores subestación eléctrica El Carmen

DISYUNTOR DE POTENCIA AISLADO EN SF6	
Tipo	LBT 72,5-170 D1/B
Mecanismo de accionamiento	BLK 222 (Operación tripolar)
Frecuencia	60 Hz
Voltaje nominal	72, 5-170 kV
Corriente nominal	3150 kA
B.I.L.	750 kV
Capacidad de Interrupción	40 kA
Capacidad de cierre	63 kAp
Ciclo de trabajo nominal	0-0,3 s - CO - 1 min - CO
Corriente de corta duración	25 kA x 1 s
Peso Gas por Polo	6 Kg
Peso total del Interruptor	2300 Kg
Normas	IEC
Tiempo de cierre y apertura	42 ms ó 2,52 ciclos

1.4.3.2.3 Servicios Auxiliares

Para alimentar los equipos de la subestación que funcionan con corriente alterna se cuenta con un transformador trifásico de 500 kVA; mientras que para los servicios auxiliares que requieren corriente continua, se cuenta con un transformador de 100 kVA con una relación de transformación 480/208-120 V.

1.4.4 SISTEMA DE TRANSMISIÓN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA EPMAPS

El sistema de transmisión se encuentra conformado por las líneas de transmisión a nivel de 138 kV y se ilustra en la Figura 2.1; mediante la línea de transmisión “*Santa Rosa – El Carmen*” se conecta la subestación Santa Rosa y la subestación El Carmen, desde donde se conectan la subestación Recuperadora y las estaciones de bombeo Booster No. 1 y Booster No. 2. La estación Elevadora se conecta directamente a la barra de bajo voltaje de la Estación Booster No. 1 por medio de un cable tripolar.

Antiguamente la subestación Recuperadora se conectaba por medio de una línea de transmisión directamente con la subestación Santa Rosa, pero debido al ingreso en el año 2000 de la Central El Carmen se construyó una derivación de la línea principal en la Torre 42, la cual permite conectar directamente la subestación eléctrica El Carmen al SNI, con el objetivo de recibir energía del SNI o entregar los excedentes producidos.

Adicionalmente, se realizó una segunda derivación en la Torre 83, propiedad de la EEQ S.A., con el objetivo de enlazar la subestación Tababela al sistema de la EPMAPS, convirtiéndose en un punto estratégico de intercambio de energía con el SNI debido a la necesidad de abastecer la demanda del Aeropuerto Internacional de Quito.

Bajo el mismo lineamiento se construyó una tercera derivación con el fin de conectar al sistema eléctrico de la EPMAPS la subestación Alangasí, y así poder descargar los transformadores y transferir la carga de la subestación San Rafael. En la Tabla 1.13 se muestra las longitudes de las líneas de transmisión pertenecientes al sistema eléctrico Papallacta-La Mica.

Tabla 1.13 Longitudes de líneas de transmisión sistema eléctrico Papallacta - La Mica

DISTANCIAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN		
TRAMO		Distancia [km]
Desde	Hasta	
S/E Santa Rosa	Torre 42	14,5
Torre 42	Central El Carmen	14,82
Torre 42	Central Recuperadora	17,36
Central Recuperadora	Estación Booster 2	18,5
Estación Booster 2	Estación Booster 1	4,03
Estación Booster 1	Estación Elevadora	0,81
Torre 83	S/E Tababela	13

1.4.4.1 Conductores de las Líneas de Transmisión EPMAPS

Se cuenta con torres tipo mástil y retención, el cálculo de las fundiciones se basa en una resistencia del suelo de 2 kg/cm^2 con hormigón de 170 kg/cm^2 .

La terna de conductores es de tipo Brant ASCR-397,5 MCM; en la Tabla 1.14 se muestran sus características físicas, eléctricas y mecánicas.

Tabla 1.14 Características conductor Brant ACSR Líneas de Transmisión

CONDUCTOR Brant ACSR	
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	
Material del conductor	Aluminio-refuerzo de acero
Sección del conductor	397,5 MCM
Sección de aluminio	201,43 mm^2
Sección de acero	227,5 mm^2
Número de conductores de aluminio	24
Número de conductores de acero	7
Diámetro de conductores de aluminio	3,269 mm
Diámetro de conductores de acero	2,179 mm
Diámetro del núcleo de acero	6,54 mm
Diámetro del conductor	19,6 mm
Radio medio geométrico	7,88 mm
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
Resistencia DC del conductor a 20 °C	0,143 Ω/km
Resistencia eléctrica AC a 60 Hz a 75 °C	0,174 Ω/km
Reactancia inductiva	0,365 Ω/km
Reactancia capacitiva	0,221 $\text{M}\Omega.\text{km}$
Ampacidad	590 A
CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS	
Tensión de ruptura	6641 kg.f

El hilo de guarda para la protección de las líneas de transmisión es de acero galvanizado de 3/8 pulgadas, sus características se encuentran en la Tabla 1.15.

Tabla 1.15 Características del hilo de guarda líneas de transmisión EEQ S.A.

CARACTERÍSTICAS HILO DE GUARDA	
Diámetro del conductor	9,42 mm
Material	acero galvanizado
Número de hilos	7
Diámetro del hilo	3,05 mm
Tipo de cable	0,407 kg/m
Resistencia mínima de rotura	68, 4 kN
Tipo de galvanizado	Clase A
Radio medio geométrico	3,42 mm
Resistencia DC del conductor a 20 °C	0,143 Ω/km

Como se mencionó en el numeral 1.4.4 la estación Elevadora se conecta a través de un cable tripolar a la barra de bajo voltaje de la estación Booster No. 1, sus características se señalan en la Tabla 1.16.

Tabla 1.16 Características cable tripolar estaciones Elevadora y Booster No. 1

CABLE TRIPOLAR DE POTENCIA		
CONDUCTOR		
Metal	Aluminio IRAM 2176	
Forma	Redonda "Clase 2"	
Sección del conductor	185 mm ²	
Resistencia DC a 20 °C	0,164 Ω/km	
Resistencia AC a 50 Hz	0,212 Ω/km	
Reactancia a 50 Hz	0,089 Ω/km	
Capacitancia a 50 Hz	0,421 μF/km	
Corriente máxima	285 A	
Temperatura	Servicio continuo	Cortocircuito
	90 °C	250 °C
ASLANTE		
Polietileno reticulado silanizado (XLPE)		
ENVOLTURA EXTERNA		
PVC especial tipo ST2 de la forma IRAM 2307		

1.4.4.2 Estructuras de las Líneas de Transmisión EPMAPS

Existe un solo tipo de estructura que conforma el sistema de transmisión de la EPMAPS, la cual es de suspensión liviana SL; no obstante las estructuras difieren entre sí por el tipo de circuito asociado; en tal sentido se puede dividir en dos etapas el sistema de transmisión.

La primera etapa corresponde a un circuito simple que comprende las líneas de transmisión desde la subestación eléctrica El Carmen hasta la subestación eléctrica Recuperadora, el modelo de este tipo de estructura se ilustra en la Figura 1.3(a). La segunda etapa corresponde a un circuito doble que comprende las líneas de transmisión desde la derivación en la Torre 42 hasta la subestación eléctrica El Carmen; el modelo de este tipo de estructura se ilustra en la Figura 1.3 (b).

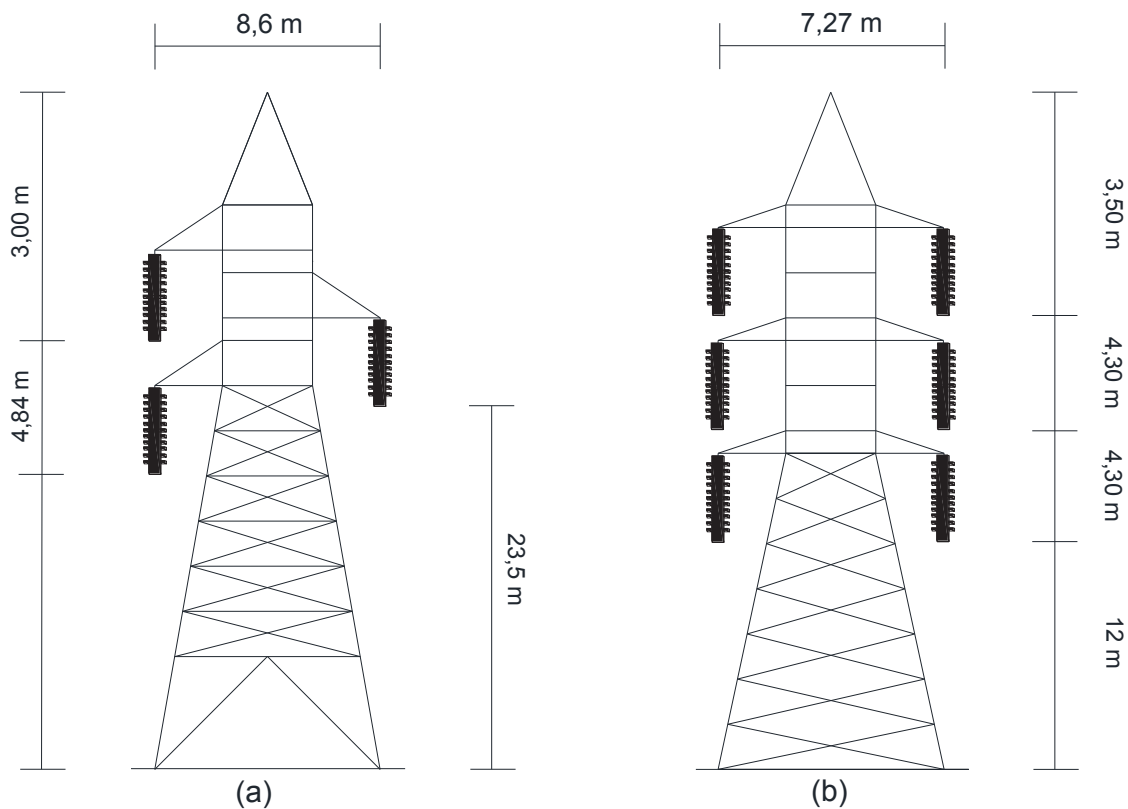


Figura 1.3 (a) Estructura tipo suspensión liviana SL circuito simple, (b) Estructura tipo suspensión liviana SL circuito doble

1.4.5 EXPANSIONES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.

Debido al ingreso del Aeropuerto Internacional de Quito ubicado en Tababela y para abastecer su demanda, la EEQ S.A. ha visto la necesidad de incluir dentro de su plan de expansión 2011-2021 [7], el ingreso de las subestaciones Tababela (N°31), Alangasí (N°26) y Baeza (N°42).

Cada una de las subestaciones mencionadas cuenta con un transformador reductor y una carga asociada, con el fin de abastecer la demanda de la zona y a su vez poder transferir carga y disminuir la sobrecarga de los transformadores y líneas de transmisión de algunas subestaciones cercanas que se han visto afectadas por el rápido crecimiento de la demanda de energía eléctrica del DMQ.

El sistema eléctrico de la EPMAPS juega un papel importante dentro del plan de expansión de la EEQ S.A., debido a su posición estratégica y cercana a los puntos de congestión del sistema eléctrico, ya que se consideró conveniente situar las subestaciones Tababela y Alangasí dentro del sistema eléctrico de la EPMAPS, esto implica una reestructuración de las condiciones de su operación.

1.4.5.1 Subestación Eléctrica No. 31 - Tababela

La subestación eléctrica Tababela abastece la demanda de energía eléctrica de la zona del Aeropuerto Internacional de Quito y a las parroquias cercanas al mismo, descargando las subestaciones El Quinche y Tumbaco, y los transformadores asociados a las subestaciones Selva Alegre y Vicentina.

La subestación eléctrica Tababela está conformada por un transformador de 20/27/33 MVA, con relación de transformación 138/23 kV, dos bancos de capacitores cada uno de 4,5 MVar y por su equipo de protección, seccionamiento y medición. Se acopla a nivel de 138 kV mediante una línea de doble circuito, también perteneciente a la EEQ S.A., a la derivación en la Torre 83 de la línea de transmisión propiedad de la EPMAPS, aproximadamente a 1 km de la subestación Recuperadora.

1.4.5.2 Subestación Eléctrica No. 26 - Alangasí

La subestación eléctrica Alangasí tenía previsto su ingreso para el año 2013 sin embargo, no es sino hasta junio de 2014 que fue energizada. Está conformada por un transformador de 20/27/33 MVA, con relación de transformación 138/23 kV, y su equipo de protección, seccionamiento y medición asociado; concebida con el objetivo de recibir la transferencia de carga de la subestación San Rafael, logrando así disminuir la sobrecarga de los transformadores de 138/46 kV de la subestación Santa Rosa. La subestación Alangasí al igual que Tababela, se acopla a nivel de 138 kV al sistema eléctrico de la EPMAPS.

Para el año 2018 está previsto instalar un segundo transformador de similares características, con el objetivo de aumentar la capacidad de la subestación.

1.4.5.3 Subestación Eléctrica No. 42 - Baeza

La subestación eléctrica Baeza tiene previsto su ingreso para el año 2018, estará formada por un transformador de 20/27/33 MVA, con relación de transformación 138/22,8 kV; se conectará al sistema eléctrico de la EPMAPS en la barra Booster No. 2 a nivel de 138 kV.

1.4.5.4 Estructuras de las Líneas de Transmisión de la EEQ S.A.

Las estructuras pertenecientes a las líneas de transmisión a nivel de 138 kV de la EEQ S.A. son de similares características a las líneas de transmisión de la EPMAPS, tal como se ilustran en Figura 1.4.

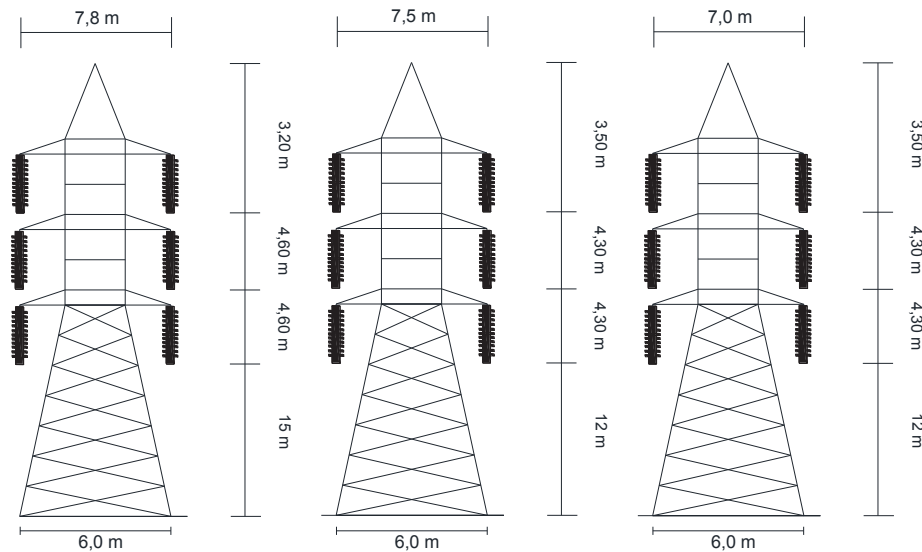


Figura 1.4 Estructuras tipo suspensión liviana SL doble circuito pertenecientes a la EEQ S.A.

1.4.6 EXPANSIONES DE TRANSELECTRIC

Debido a la ejecución de grandes proyectos de generación como el proyecto Coca Codo Sinclair y Sopladora; CELEC EP – TRANSELECTRIC ha visto la necesidad de llevar a cabo la construcción de un nuevo sistema de transmisión a 500 kV; bajo esta premisa se encuentra en proceso de construcción la subestación eléctrica El Inga de 500/230/138 kV.

En la subestación El Inga se implementarán los patios para 138 kV, 230 kV y 500 kV; siendo el patio para 500 kV implementado en una segunda etapa. Se prevé implementar para el año 2016 el patio de 138 kV desde el cual se atenderá los requerimientos eléctricos de la EEQ S.A. permitiendo cubrir la demanda del Aeropuerto Internacional de Quito y de las subestaciones El Quinche, Baeza, Tababela y Alangasí.

La subestación El Inga se construirá en el sector de El Inga Bajo, y su interconexión al sistema eléctrico de la EPMAPS se realizará entre las subestaciones Alangasí y Tababela. El patio de 230/138 kV contará con un transformador trifásico de 135/180/225 MVA con sus correspondientes bahías de alto y bajo voltaje.

CAPÍTULO II

2 ANÁLISIS DE LAS CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EPMAPS

2.1 INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se realiza un análisis de la operación del sistema eléctrico de potencia de la EPMAPS cuando se encuentra interconectado con el SNI.

El sistema de la EPMAPS está constituido por las centrales hidroeléctricas de generación El Carmen y Recuperadora, las líneas de transmisión de 138 kV y los sistemas de bombeo Papallacta Integrado y la Mica Quito Sur; dentro de este estudio se considera la interacción del sistema de la EPMAPS con la carga de las subestaciones de distribución Tababela y Alangasí de la EEQ S.A. en condiciones de demanda mínima, media y máxima.

Los escenarios de demanda son simulados en el programa computacional *Power Factory* de *DlgSILENT*, el cual es una herramienta integral de ingeniería que contiene los módulos apropiados para el análisis de redes eléctricas.

Se desarrolla un estudio de flujos de potencia donde se muestra de forma resumida resultados de cargabilidad tanto de líneas de transmisión como de transformadores, así como también perfiles de voltaje en las barras que componen el sistema eléctrico de la EPMAPS.

El diagrama unifilar mostrado en la Figura 2.1 corresponde al sistema eléctrico de potencia de la EPMAPS.

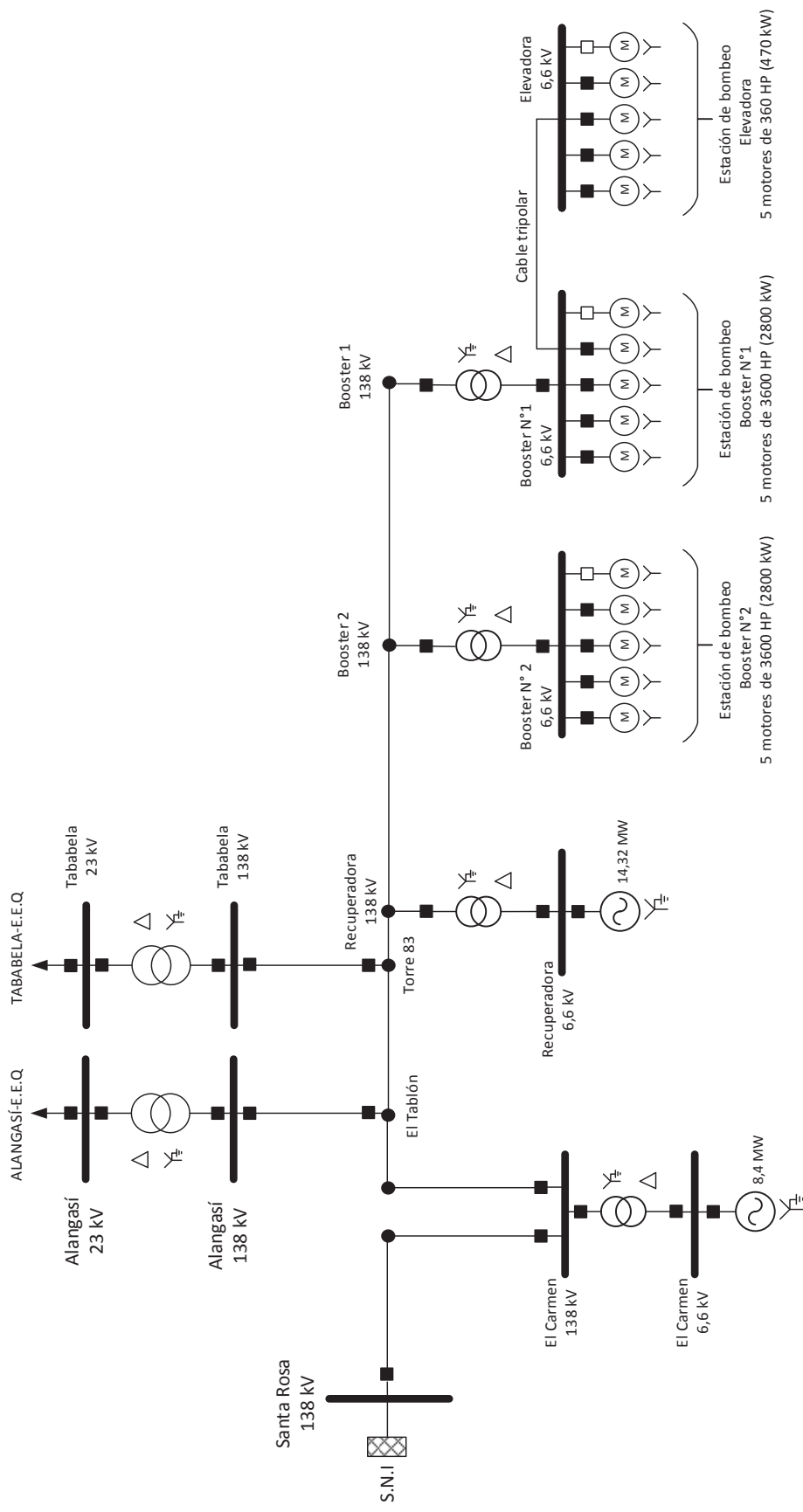


Figura 2.1 Diagrama unifilar sistema eléctrico EPMAPS

2.2 CONDICIONES DE OPERACIÓN

Las condiciones de generación y carga del sistema eléctrico de la EPMAPS se describen a continuación considerando los escenarios de demanda mínima, media y máxima.

2.2.1 RED EXTERNA SNI

Se realiza el análisis de flujos de potencia del sistema eléctrico de la EPMAPS considerando al SNI como una red externa, la cual es representada mediante un equivalente *Thévenin* en la barra de la subestación Santa Rosa. En la Tabla 2.1 se muestran los valores que permiten modelar al SNI como una red externa, estos valores fueron obtenidos de la referencia [9].

Tabla 2.1 Parámetros para modelación de Red Externa - SNI

Equivalente Thevenin Red Externa SNI		
Datos	Valores	Unidades
Máxima Potencia de Corto Circuito	4846,46	MVA
Máxima Corriente de Corto Circuito	20,28	kA
R0	0,25	Ω
X0	3,48	Ω
R1	0,58	Ω
X1	6,82	Ω
R2	0,59	Ω
X2	6,79	Ω

2.2.2 GENERACIÓN

Como se menciona en el capítulo I, el sistema eléctrico de la EPMAPS cuenta con dos centrales de generación, el despacho de los generadores se muestra en la Tabla 2.2, el factor de potencia al que se encuentran trabajando los generadores es 0,92.

Tabla 2.2 Despacho generadores Recuperadora y El Carmen

DESPACHO DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA						
GENERADOR	DEMANDA MÍNIMA		DEMANDA MEDIA		DEMANDA MÁXIMA	
	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVar)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVar)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVar)
Recuperadora	7,2	3,07	8,4	3,58	14,32	6,10
El Carmen	4,8	2,04	5,6	2,39	8,4	3,58

2.2.3 CARGA

La forma de operación de las cargas propias del sistema eléctrico de la EPMAPS y la descripción de las cargas asociadas de las subestaciones Tababela y Alangasí pertenecientes a la EEQ S.A. se describen a continuación.

2.2.3.1 Cargas del Sistema Eléctrico EPMAPS

Es importante mencionar que las condiciones de demanda para el sistema de potencia de la EPMAPS vienen dadas por el número de líneas de bombeo que se encuentren funcionando.

Una línea de bombeo se encuentra constituida por tres motores de inducción, cada uno de ellos ubicados en una estación de bombeo; así por ejemplo la línea número 1 estará conformada por un motor de la estación Booster No. 1, uno de la estación Booster No. 2 y uno de la estación Elevadora.

En la Tabla 2.3 se evidencia los requerimientos de potencia y líneas de bombeo necesarias para cubrir cada escenario de demanda que proporciona el abastecimiento de agua para Quito; de la misma forma en la Tabla 2.4 se evidencia los requerimientos de potencia por estación.

Tabla 2.3 Demanda general sistema eléctrico EPMAPS

DEMANDA SISTEMA ELÉCTRICO EPMAPS			
Demanda	Líneas de bombeo	Potencia activa [MW]	Caudal [m^3/s]
Mínima	2/4	12,14	1,5
Media	3/4	18,21	2,25
Máxima	4/4	24,28	3

Tabla 2.4 Demanda por estación sistema eléctrico EPMAPS

DEMANDA SISTEMA ELÉCTRICO EPMAPS POR ESTACIÓN						
ESTACIÓN	DEMANDA MÍNIMA		DEMANDA MEDIA		DEMANDA MÁXIMA	
	Nº bombas	Potencia [MW]	Nº bombas	Potencia [MW]	Nº bombas	Potencia [MW]
Booster 1	2/4	5,6	3/4	8,4	4/4	11,2
Booster 2	2/4	5,6	3/4	8,4	4/4	11,2
Elevadora	2/4	0,94	3/4	1,41	4/4	1,88

2.2.3.2 Curvas Diarias de Carga de las Subestaciones Eléctricas Tababela y Alangasí

En la Figura 2.2 y la Figura 2.3 se ilustra el comportamiento de la carga a lo largo de un día de las subestaciones Tababela y Alangasí respectivamente.

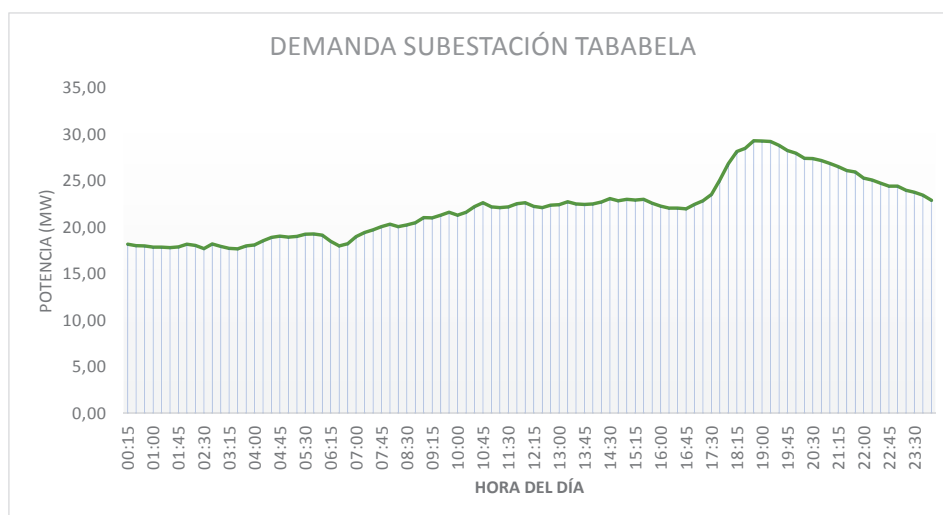


Figura 2.2 Curva diaria de carga subestación Tababela

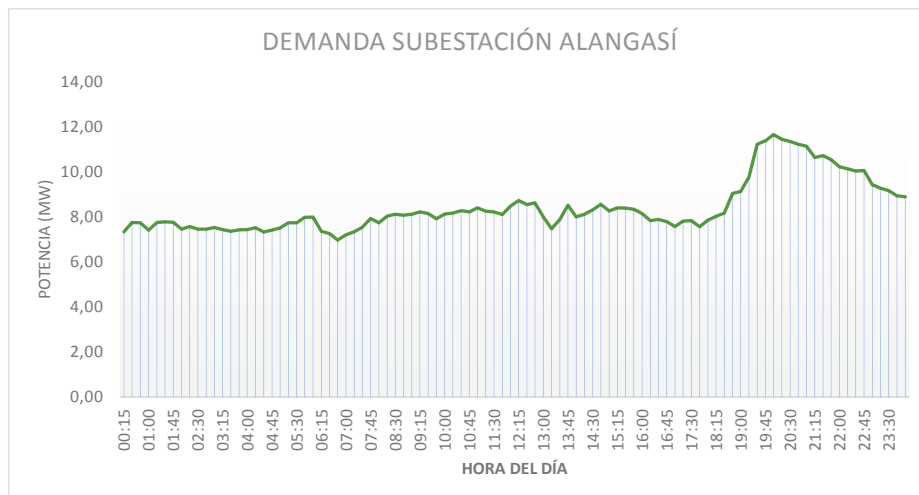


Figura 2.3 Curva diaria de carga subestación Alangasí

En la Tabla 2.5 y la Tabla 2.6 se muestran las condiciones de demanda de potencia activa y reactiva así como también la compensación de potencia reactiva necesarias para la operación de la subestación Tababela y Alangasí respectivamente.

Tabla 2.5 Demanda subestación de distribución Tababela

DEMANDA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN TABABELA			
Demanda	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)	Banco de capacitores
Máxima	28	8,17	2 = 9 MVar
Media	19,6	8,07	1=4,5 MVar
Mínima	17,72	4	1=4,5 MVar

Tabla 2.6 Demanda subestación de distribución Alangasí

DEMANDA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN ALANGASÍ		
Demanda	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
Máxima	11,66	3,40
Media	8,1	3,34
Mínima	6,98	1,58

2.2.4 PROTECCIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LA EPMAPS [9]

Como es común la protección de distancia es la protección más usada para líneas de transmisión, no solo por ser más fáciles de ajustar y coordinar sino también por su mayor sensibilidad ante la detección de fallas; es así que para proteger las líneas de transmisión a nivel de 138 kV de la EPMAPS se cuenta con dos relés numéricos ABB-302 con característica Mho ubicados en las dos bahías pertenecientes a la subestación El Carmen.

Cada uno de estos relés controla la salida hacia las subestaciones Santa Rosa y Recuperadora respectivamente, se incluye la protección de distancia (21P) sin considerar protección de respaldo (21S), así como también la protección direccional de sobrecorriente (67).

Asociado a las protecciones del sistema de transmisión propias de la EPMAPS se encuentra un relé de distancia ubicado en la subestación Santa Rosa 138 kV de CELEC EP-TRANSELECTRIC, que controla la salida de la línea “*Santa Rosa-El Carmen*”. Para la protección de distancia se dispone de cuatro zonas de operación: Zona 1, Zona 2 y Zona 4 configuradas como (forward) para protección propia de la línea y Zona 3 configurada como una zona de respaldo hacia atrás de la línea a proteger.

Es importante señalar que tras el ingreso de la subestación Alangasí, el ajuste de las protecciones cambió en función de la nueva topología del sistema, la nueva coordinación se realiza procurando no ingresar a las zonas de protección diferencial de los transformadores (87T).

En la Tabla 2.7 se muestra un resumen de los equipos de protección asociados al sistema eléctrico de la EPMAPS, mientras que en la Figura 2.4 se muestra la ubicación de las protecciones de distancia (21P) en el sistema.

Tabla 2.7 Equipos de protección asociados al sistema eléctrico de la EPMAPS

EQUIPOS DE PROTECCIÓN ASOCIADOS AL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE LA EPMAPS					
UBICACIÓN	ELEMENTO A PROTEGER	PROTECCIÓN	MARCA / TIPO	RELACIÓN TP [V]	RELACIÓN TC [A]
Sta. Rosa TRANSELECTRIC	L/T Sta. Rosa-El Carmen 138 KV	21,67N	SIEMENS/7SA	138000/115 V	800/5
El Carmen EPMAPS	Transformador de elevación 6.6/138 KV- 12.5/18 MVA	50/51	ABB/SPA140C	138000/100	100/5
		50N/51N	ABB/SPA140C		
		51G	SEG/MRI1		
	L/T El Carmen-Sta. Rosa TRANSELECTRIC 138 KV	21	ABB/REL302	138000/100	600/5
		67/67N	ABB/DPU2000R		
	L/T El Carmen-Alangasí 138 KV	21	ABB/REL302	138000/100	600/5
67/67N		ABB/DPU2000R			
Alangasí EEQ	Transformador de distribución 138/23 KV-20/27/33 MVA	67/67N	ABB/REC670	138000/115	600/5
	L/T Alangasí-El Carmen 138 KV	67/67N	ABB/REC670	138000/115	600/5
	L/T Alangasí-El Tablón 138 KV	67/67N	ABB/REC670	138000/115	600/5
El Tablón/ Torre 83	L/T El Tablón-Tababela 138 KV	67/67N	SIEMENS/7SJ	138000/115	1200/5
Tababela EEQ	Transformador de distribución 138/23 KV-20/27/33 MVA	67/67N	ABB/REC670	138000/115	600/5
Recuperadora EPMAPS	Transformador de elevación 6.6/138 KV- 12.5/18 MVA	50/51 50N/51N	SEG/MRI1	138000/100	100/5
Booster 2 EPMAPS	Transformador de elevación 6.6/138 KV- 12.5/18 MVA	50/51 50N/51N	SEG/MRI1	138000/100	100/5
Booster1 EPMAPS	Transformador de elevación 6.6/138 KV- 12.5/18 MVA	50/51 50N/51N	SEG/MRI1	138000/100	100/5

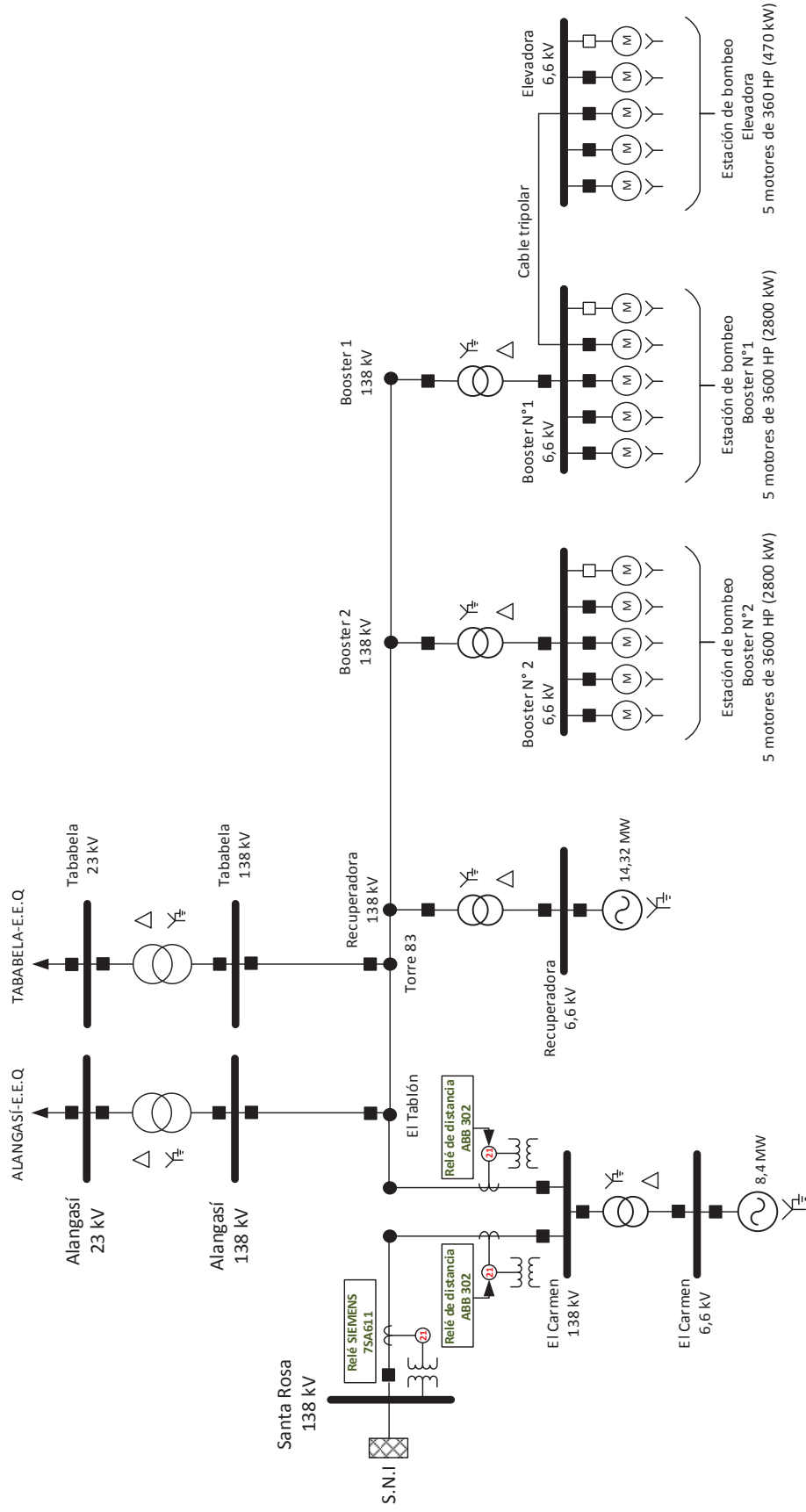


Figura 2.4 Diagrama unifilar sistema eléctrico EPMAPS incluidas las protecciones de distancia

2.3 ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO EPMAPS EN POWER FACTORY DE DIGSILENT

Bajo las consideraciones anteriormente señaladas y con todos los elementos modelados se establecen tres casos de estudio para el análisis de flujos de potencia, los mismos que han sido determinados en base a las condiciones de demanda mínima, media y máxima bajo las que opera actualmente el sistema eléctrico de la EPMAPS. Para cada condición de demanda se ejecuta un flujo de potencia, con el fin de analizar las condiciones actuales de operación del sistema.

Como resultado de este estudio se obtienen los flujos de potencia activa y reactiva en el sistema, la cargabilidad de transformadores y líneas de transmisión, así como también los diferentes perfiles de voltaje en las barras que conforman el sistema.

2.3.1 FLUJOS DE POTENCIA

Los estudios de flujos de potencia analizan un sistema eléctrico cuando opera en estado estable y bajo condiciones específicas de generación y carga.

El principal objetivo es determinar la mejor operación de un sistema de potencia obteniendo variables de gran importancia para el monitoreo del mismo, tales como: voltajes nodales, flujos de potencia en líneas de transmisión, aportes de potencia reactiva en generadores, pérdidas por elemento, entre otros; además de ello permite analizar la eficacia de futuros planes de expansión planteados dentro del sistema de potencia.

A continuación se muestran los resultados de flujo de potencia en cargas, transformadores, líneas de transmisión, así como también el aporte del SNI realizado para los escenarios de demanda mínima, media y máxima.

2.3.1.1 Demanda Mínima

2.3.1.1.1 Sistema Eléctrico de la EPMAPS

El escenario de demanda mínima para el sistema eléctrico de la EPMAPS se detalla en la Tabla 2.8.

Tabla 2.8 Sistema eléctrico EPMAPS - Demanda Mínima

DEMANDA MÍNIMA			
ESTACIÓN	Nº bombas	Potencia Activa (MW)	Potencia Reactiva (MVar)
Booster 1	2/4	5,6	3,32
Booster 2	2/4	5,6	3,32
Elevadora	2/4	0,94	1,19

2.3.1.1.2 Sistema Nacional Interconectado

El SNI al ser la barra de referencia respecto al sistema eléctrico de la EPMAPS, se encarga de proveer los requerimientos de potencia activa y reactiva necesarios para mantener el balance generación-carga, en tal sentido el aporte que realiza el SNI en demanda mínima se muestra en la Tabla 2.9.

Tabla 2.9 Aporte de potencia activa y reactiva SNI - Demanda Mínima

SNI - DEMANDA MÍNIMA	
Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
25,3	0,27

2.3.1.1.3 Líneas de Transmisión

Los resultados de flujos de potencia y las pérdidas de potencia activa para el escenario de demanda mínima se reflejan en la Tabla 2.10.

Tabla 2.10 Flujos de potencia en líneas de transmisión - Demanda Mínima

FLUJOS DE POTENCIA POR LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN-DEMANDA MÍNIMA				
Línea de Transmisión	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVar]	Pérdidas P [MW]	Compensación Q [MVar]
Santa Rosa-Torre 42	25,30	0,27	0,07	0,59
Torre 42 - El Carmen	25,23	0,86	0,07	0,66
El Carmen - Torre 42	29,92	3,24	0,11	0,54
Torre 42 - Nodo A	29,82	3,78	0,01	0,06
Nodo A - Alangasí	6,98	1,55	0,001	0,18
Nodo A - Torre 83	22,82	2,29	0,06	0,61
Torre 83 - Tababela	17,73	-1,26	0,01	0,92
Torre 83 - Recuperadora	5,03	4,16	0,0003	0,06
Recuperadora - Booster 2	12,21	7,06	0,03	0,94
Booster 2 - Booster 1	6,57	4,52	0,002	0,22
Cable Tripolar	0,94	1,18	0,004	0,01

2.3.1.1.4 Transformadores

En la Tabla 2.11 se muestra el flujo de potencia en transformadores del sistema eléctrico de la EPMAPS en demanda mínima.

Tabla 2.11 Flujos de potencia en transformadores - Demanda Mínima

FLUJOS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES DEMANDA MÍNIMA					
Transformador	TAP	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVar]	Pérdidas Potencia Activa [MW]	Pérdidas Potencia Reactiva [MVar]
El Carmen	9	4,80	2,04	0,03	0,33
Alangasí	7	6,98	1,73	0,00	0,15
Tababela	7	17,72	0,34	0,00	0,23
Recuperadora	11	7,20	3,07	0,02	0,23
Booster 2	8	5,61	3,48	0,01	0,16
Booster 1	8	6,56	4,74	0,02	0,24

2.3.1.2 Demanda Media

2.3.1.2.1 Sistema Eléctrico de Potencia EPMAPS

El escenario de demanda media para el sistema eléctrico de la EPMAPS se detalla en la Tabla 2.12.

Tabla 2.12 Sistema eléctrico EPMAPS - Demanda Media

DEMANDA MEDIA			
ESTACIÓN	N° bombas	Potencia Activa (MW)	Potencia Reactiva (MVar)
Booster 1	3/4	8,4	4,30
Booster 2	3/4	8,4	4,30
Elevadora	3/4	1,41	1,32

2.3.1.2.2 Sistema Nacional Interconectado

El aporte de potencia en el escenario de demanda media que recibe el sistema eléctrico de la EPMAPS por parte del SNI, se muestra en la Tabla 2.13.

Tabla 2.13 Aporte de potencia activa y reactiva SNI - Demanda Media

SNI - DEMANDA MEDIA	
Potencia activa [MW]	Potencia reactiva (MVar)
32,71	9,24

2.3.1.2.3 Líneas de Transmisión

Los resultados de flujos de potencia para el escenario de demanda media se reflejan en la Tabla 2.14, de los valores obtenidos cabe resaltar que las pérdidas en la línea de transmisión *Torre 83 – Tababela* aumentan debido a que se trata de una línea de transmisión de doble circuito.

Tabla 2.14 Flujos de potencia en líneas de transmisión - Demanda Media

FLUJOS DE POTENCIA POR LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN-DEMANDA MEDIA				
Línea de Transmisión	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVA _r]	Pérdidas [MW]	Compensación Q [MVA _r]
Santa Rosa-Torre 42	32,71	9,24	0,13	0,43
Torre 42 - El Carmen	32,58	9,67	0,13	0,49
El Carmen - Torre 42	38,01	12,13	0,18	0,29
Torre 42 - Nodo A	37,83	12,42	0,02	0,03
Nodo A - Alangasí	8,10	3,38	0,002	0,18
Nodo A - Torre 83	29,70	9,07	0,11	0,44
Torre 83 - Tababela	19,61	3,16	0,01	1,59
Torre 83 - Recuperadora	9,98	6,35	0,001	0,05
Recuperadora - Booster 2	18,35	9,68	0,07	0,82
Booster 2 - Booster 1	9,86	5,87	0,004	0,21
Cable Tripolar	1,42	1,31	0,01	0,01

2.3.1.2.4 Transformadores

En la Tabla 2.15 se muestra el flujo de potencia en transformadores del sistema eléctrico de potencia de la EPMAPS en demanda media. Las pérdidas de potencia reactiva se consideran adecuadas considerando los valores de impedancia propios de los transformadores.

Tabla 2.15 Flujos de potencia en transformadores - Demanda Media

FLUJOS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES DEMANDA MEDIA					
Transformador	TAP	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVA _r]	Pérdidas Potencia Activa [MW]	Pérdidas Potencia Reactiva [MVA _r]
El Carmen	9	5,60	2,39	0,04	0,42
Alangasí	7	8,10	3,56	0,00	0,22
Tababela	7	19,60	4,75	0,00	1,15
Recuperadora	11	8,40	3,58	0,03	0,31
Booster 2	7	8,43	4,63	0,03	0,32
Booster 1	7	9,86	6,09	0,04	0,47

2.3.1.3 Demanda Máxima

2.3.1.3.1 Sistema Eléctrico de Potencia EPMAPS

El escenario de demanda máxima para el sistema eléctrico de la EPMAPS se detalla en la Tabla 2.16.

Tabla 2.16 Sistema eléctrico EPMAPS - Demanda Máxima

DEMANDA MÁXIMA			
ESTACIÓN	N° bombas	Potencia Activa (MW)	Potencia Reactiva (MVar)
Booster 1	4/4	11,2	5,42
Booster 2	4/4	11,2	5,42
Elevadora	4/4	1,88	1,46

2.3.1.3.2 Sistema Nacional Interconectado

El aporte de potencia en el escenario de demanda máxima que recibe el sistema eléctrico de la EPMAPS por parte del SNI, se muestra en la Tabla 2.17. Como se puede observar, el aporte de potencia reactiva es menor en comparación con los escenarios de demanda mínima y media, debido a que para este escenario se encuentran operativos dos bancos de capacitores en la subestación Tababela.

Tabla 2.17 Aporte de potencia activa y reactiva SNI - Demanda Máxima

SNI - DEMANDA MÁXIMA	
Potencia activa [MW]	Potencia reactiva (MVar)
42,55	7,76

2.3.1.3.3 Líneas de Transmisión

Los resultados de flujos de potencia para el escenario de demanda máxima se reflejan en la Tabla 2.18.

Tabla 2.18 Flujos de potencia en líneas de transmisión - Demanda Máxima

FLUJOS DE POTENCIA POR LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN-DEMANDA MÁXIMA				
Línea de Transmisión	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVar]	Pérdidas [MW]	Compensación Q [MVar]
Santa Rosa-Torre 42	42,55	7,76	0,20	0,20
Torre 42 - El Carmen	42,35	7,96	0,20	0,26
El Carmen - Torre 42	50,48	10,85	0,30	0,08
Torre 42 - Nodo A	50,18	10,78	0,04	0,03
Nodo A - Alangasí	11,66	3,65	0,003	0,18
Nodo A - Torre 83	38,47	7,10	0,17	0,25
Torre 83 - Tababela	28,02	-0,16	0,02	1,25
Torre 83 - Recuperadora	10,28	7,51	0,001	0,05
Recuperadora - Booster 2	24,53	12,79	0,11	0,68
Booster 2 - Booster 1	13,17	7,47	0,01	0,21
Cable Tripolar	1,89	1,45	0,01	0,004

2.3.1.3.4 Transformadores

En la Tabla 2.19 se muestra el flujo de potencia en transformadores del sistema eléctrico de potencia de la EPMAPS en demanda máxima.

Tabla 2.19 Flujos de potencia en transformadores – Demanda Máxima

FLUJOS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES DEMANDA MAXIMA					
Transformador	TAP	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVar]	Pérdidas Potencia Activa [MW]	Pérdidas Potencia Reactiva [MVar]
El Carmen	12	8,40	3,58	0,07	0,94
Alangasí	8	11,66	3,83	0,00	0,43
Tababela	8	28,00	1,41	0,00	0,56
Recuperadora	12	14,32	6,10	0,08	0,87
Booster 2	8	11,25	6,00	0,05	0,57
Booster 1	7	13,16	7,68	0,07	0,80

2.3.2 CARGABILIDAD

Para el análisis de cargabilidad tanto de líneas de transmisión como de transformadores, se compara mediante gráficos de barras los valores de cargabilidad de cada elemento en los tres escenarios de demanda.

2.3.2.1 Líneas de Transmisión

La cargabilidad de una línea de transmisión indica la capacidad máxima de potencia que puede fluir por la línea bajo condiciones de operación específicas; esta variable está en función del calibre del conductor y su límite térmico. El porcentaje de cargabilidad de las líneas de transmisión que se muestra en la Figura 2.5 se encuentra en función de la corriente máxima que el cable puede soportar bajo las características de diseño.

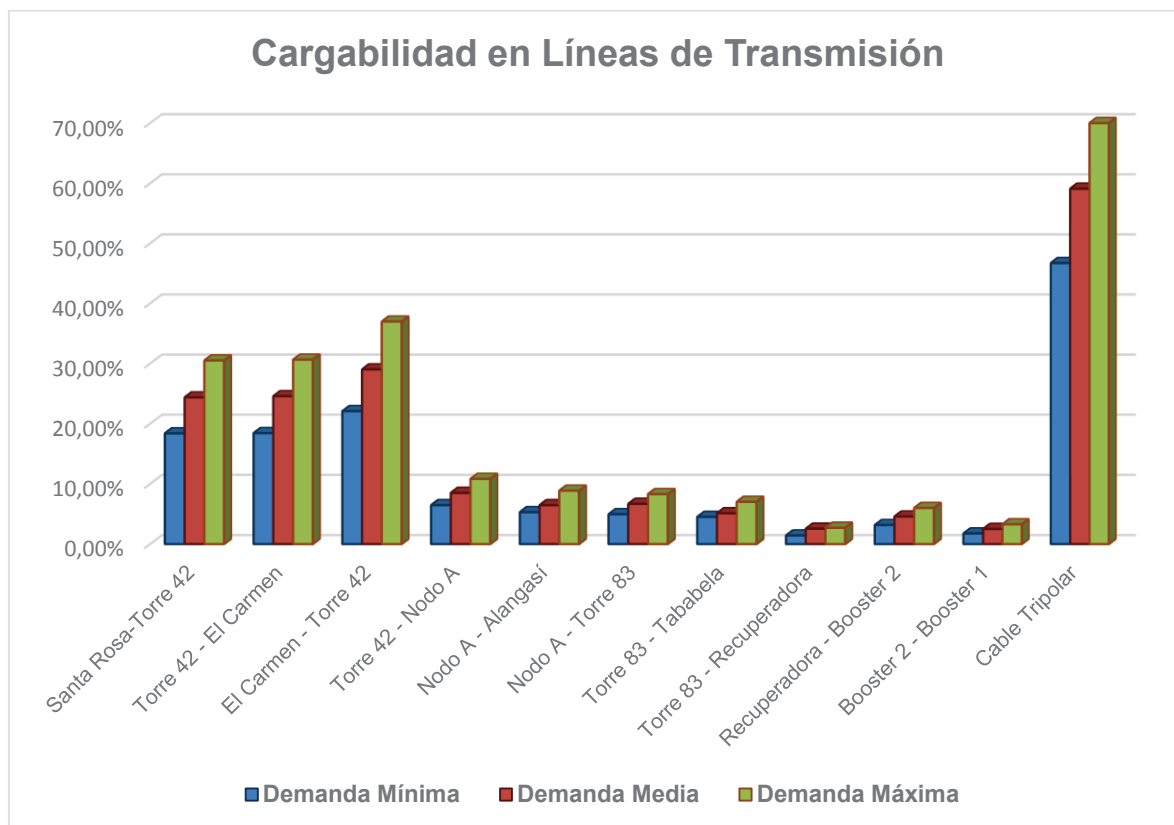


Figura 2.5 Cargabilidad de líneas de transmisión sistema eléctrico EPMAPS

Como se muestra en la Figura 2.5, para los tres escenarios de demanda, los mayores porcentajes de cargabilidad se encuentran en el cable tripolar que une las estaciones de bombeo Booster No. 1 y Elevadora a 6,6 kV. Como se menciona al inicio de este apartado, el límite de cargabilidad se encuentra sujeto a la capacidad máxima de corriente que soporta el conductor, es decir la corriente nominal de diseño.

2.3.2.2 Transformadores

La máxima cargabilidad de un transformador se entiende como la cantidad de carga que puede operar un transformador sin dañar excesivamente su aislamiento, esta propiedad viene determinada por el ciclo de carga del transformador y sus características propias específicamente la temperatura de su devanado.

En el sistema de potencia de la EPMAPS existen 5 transformadores operativos, cuyos porcentajes de cargabilidad se calculan en función de su potencia aparente nominal, los porcentajes de cargabilidad se muestran en la Figura 2.6.

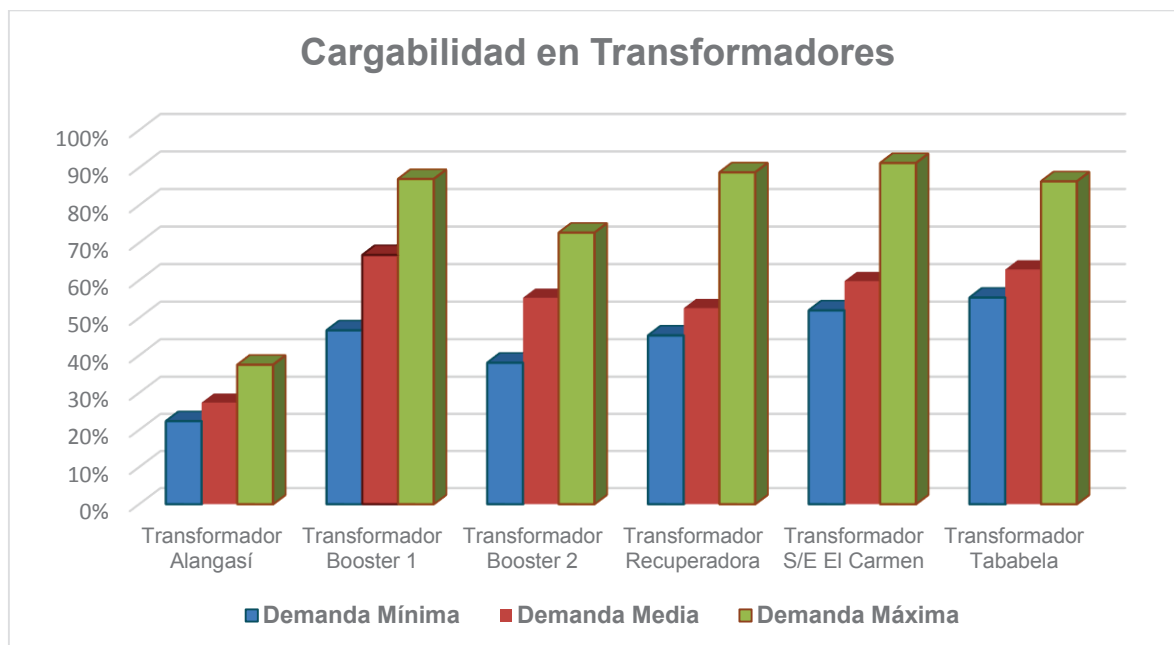


Figura 2.6 Cargabilidad en transformadores sistema eléctrico EPMAPS

De los resultados se puede destacar que en el escenario de demanda máxima los valores de cargabilidad de los transformadores superan el 80%, sin embargo este valor no representa un peligro inminente para los transformadores pero si evidencia la necesidad de tomar medidas correctivas en caso de futuras expansiones de carga.

2.3.3 PERFILES DE VOLTAJE

Para analizar los perfiles de voltaje se debe tener en cuenta la Regulación No. 004/02 del CONELEC “*Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM*”, en donde se establece un rango para valores de voltajes aceptables, el rango aceptado para un nivel de 138 kV es +5%/-7% del voltaje nominal, mientras que para niveles de voltaje de 6,6 kV y 23 kV (medio voltaje) el rango aceptado es $\pm 8\%$ según la Regulación No. 004/01 del CONELEC “*Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución*”.

2.3.3.1 Barras a 6,6 kV

En la Tabla 2.20 se muestra los perfiles de voltaje en las barras a nivel de 6,6 kV del sistema eléctrico de la EPMAPS.

Tabla 2.20 Perfiles de voltaje barras 6,6 kV sistema eléctrico EPMAPS

DEMANDA BARRA	MÍNIMA	MEDIA	MÁXIMA
	Voltaje [p.u.]	Voltaje [p.u.]	Voltaje [p.u.]
Elevadora	1,00	1,00	1,01
Booster 1	1,00	1,01	1,01
Booster 2	1,01	1,01	1,01
El Carmen	1,00	1,02	1,00
Recuperadora	1,00	1,01	1,02

2.3.3.2 Barras a 23 kV

En la Tabla 2.21 se muestra los perfiles de voltaje en las barras de 23 kV pertenecientes a la subestaciones Tababela y Alangasí de la EEQ S.A.

Tabla 2.21 Perfiles de voltaje barras 23 kV subestaciones Tababela y Alangasí

BARRA \ DEMANDA	MÍNIMA	MEDIA	MÁXIMA
	Voltaje [p.u.]	Voltaje [p.u.]	Voltaje [p.u.]
Tababela 23 kV	1,01	1,00	1,00
Alangasí 23 kV	1,01	1,01	1,00

2.3.3.3 Barras a 138 kV

En la Tabla 2.22 se muestra los perfiles de voltaje en las barras a nivel de 138 kV asociadas al sistema eléctrico de la EPMAPS y la barra de interconexión con Santa Rosa.

Tabla 2.22 Perfiles de voltaje barras 138 kV asociadas al sistema EPMAPS

BARRA \ DEMANDA	MÍNIMA	MEDIA	MÁXIMA
	Voltaje [p.u.]	Voltaje [p.u.]	Voltaje [p.u.]
Booster 1	0,96	0,96	0,97
Booster 2	0,96	0,96	0,97
Tababela	0,97	0,97	0,98
Recuperadora	0,97	0,97	0,98
Torre 83	0,97	0,97	0,98
Torre 42 - 2	0,98	0,98	0,99
El Carmen	0,98	0,99	1,00
Torre 42 - 1	0,97	1,00	1,01
Santa Rosa	0,99	1,01	1,02
Nodo A	0,97	0,98	0,99
Alangasí	0,97	0,98	0,99

2.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS PARCIALES

- El ingreso de las subestaciones Tababela y Alangasí al sistema eléctrico de la EPMAPS implica un requerimiento de potencia activa imposible de satisfacer con el despacho de los generadores propios del sistema, es por ello que se vuelve imprescindible que el SNI provea la energía necesaria para abastecer la demanda requerida; adicionalmente es necesario el ingreso del banco de capacitores trifásicos en la barra de Tababela a 23 kV con la finalidad de mejorar el nivel de voltaje en la barra y que este valor se encuentre dentro de los límites establecidos dentro de la Regulación del CONELEC.
- Los porcentajes de cargabilidad de las líneas de transmisión del sistema eléctrico de le EPMAPS, son valores aceptables dentro de los tres casos de estudio, sin embargo resalta dentro de estos, el porcentaje de cargabilidad del cable tripolar, que muestra un valor alto en el escenario de demanda máxima, precisamente por la capacidad de conducción de corriente que posee el cable.
- La cargabilidad de los transformadores presenta valores altos sobretodo en el escenario de demanda máxima, es por ello que la EEQ S.A. ha visto la necesidad de incluir dentro de su plan de expansión, la instalación de nuevas subestaciones que liberen la carga de los transformadores existentes.
- De forma general se puede concluir que la operación del sistema eléctrico de la EPMAPS es adecuada considerando los parámetros de generación y carga actuales; sin embargo por la limitada capacidad de los generadores frente a la carga cada vez más creciente, es absolutamente necesario la interconexión al SNI para mantener una adecuada condición operativa del SEP, y sobre todo para sustentar los requerimientos de potencia que se han generado después de la entrada de la subestaciones Tababela y Alangasí.

CAPÍTULO III

3 MODELACIÓN DINÁMICA Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EPMAPS

3.1 INTRODUCCIÓN

La interconexión del sistema eléctrico de la EPMAPS al SNI, representa algunos beneficios, principalmente la compensación de energía necesaria para abastecer los requerimientos en ciertas condiciones de demanda; sin embargo, al tratarse de un sistema que abastece del líquido vital al DMQ, no puede considerarse la posibilidad de una interrupción prolongada del servicio, que eventualmente podría suceder al producirse una falla en la línea *“Santa Rosa – El Carmen”*.

En base a los análisis realizados en el capítulo II, las condiciones de operación del sistema, actualmente no permiten la posibilidad de funcionamiento en isla eléctrica, ya que el sistema no solo alimenta las cargas propias de la EPMAPS, sino que también sirve para abastecer la energía requerida por las subestaciones Tababela y Alangasí.

En el presente capítulo se aborda como una opción emergente, la posibilidad de operación en isla del sistema eléctrico de la EPMAPS, partiendo de ciertas condiciones específicas que son detalladas en el desarrollo del presente apartado; para ello es necesario analizar el comportamiento dinámico del sistema, lo cual implica el estudio y calibración de los sistemas de control de las centrales de generación Recuperadora y El Carmen, así como también la modelación de los motores de inducción de las estaciones Booster 1, Booster 2 y Elevadora.

Finalmente, para demostrar la viabilidad de la operación en isla eléctrica del sistema, se analiza mediante los estudios pertinentes, el ingreso de una segunda línea de bombeo y un corto circuito en la línea *“Torre 83 - Tababela”*.

3.2 SISTEMA DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD Y TURBINA HIDRÁULICA [1]

En un sistema eléctrico de potencia el elemento básico para ejercer el control potencia-frecuencia es el generador sincrónico, ya que es el encargado de proveer la potencia requerida por la carga, es por ello que necesita un sistema de control que asegure un suministro de potencia eléctrica adecuado y aceptable dentro de los parámetros establecidos por los entes de regulación. En la Figura 3.1 se detallan los elementos principales de control y generación de potencia.

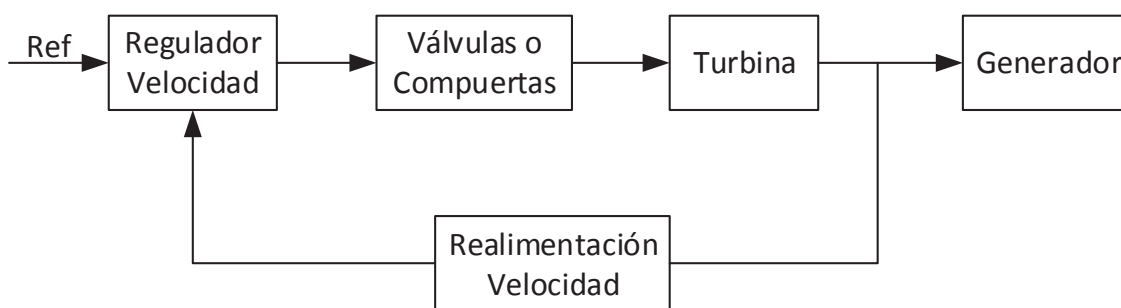


Figura 3.1 Esquema del sistema de control y generación de potencia

Para una mejor comprensión de los elementos que intervienen en el sistema de control y generación de potencia, a continuación se realiza un análisis del generador sincrónico, la turbina hidráulica y del sistema de regulación de velocidad.

3.2.1 GENERADOR SINCRÓNICO

El generador es un dispositivo que convierte la energía mecánica en eléctrica mediante un proceso de conversión de energía. Un generador está conformado por dos partes: el rotor y el estator; el rotor posee una bobina que se excita mediante la inyección de corriente continua para producir un campo eléctrico, y el estator que es donde se produce la inducción del campo eléctrico y por ende la energía eléctrica.]

El modelo de un sistema eléctrico de potencia aislado considera que un generador alimenta a una carga local sin presentarse interacción con otras áreas del sistema, tal como se puede observar en la Figura 3.2.

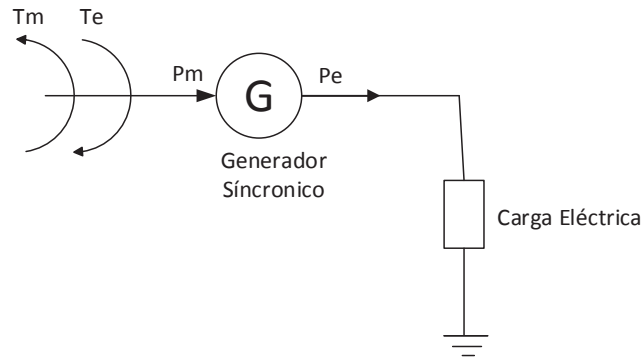


Figura 3.2 Modelo básico de un sistema de potencia

Donde T_m es el torque mecánico, T_e es el torque eléctrico, P_m es la potencia mecánica que está entregando la turbina al generador y finalmente P_e es la potencia eléctrica con la que el generador alimenta la carga.

La ecuación de oscilación describe el movimiento relativo entre el rotor y el campo giratorio resultante en el entrehierro, y relaciona las variables físicas del movimiento del rotor (inercia y velocidad mecánica) con la potencia eléctrica generada. La ecuación (3.1) muestra la ecuación de oscilación expresada en una ecuación diferencial de primer orden sin considerar el efecto del amortiguamiento.

$$\frac{d\Delta\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H}(\Delta P_m - \Delta P_e) \quad (3.1)$$

Donde:

$\Delta\omega_r$ desviación de velocidad en p.u.,

H constante de inercia del generador sincrónico,

ΔP_m cambio en la potencia mecánica, y,

ΔP_e cambio en la potencia eléctrica.

En la Figura 3.3 se expresa el diagrama de bloques de la ecuación de oscilación de la máquina síncrona.

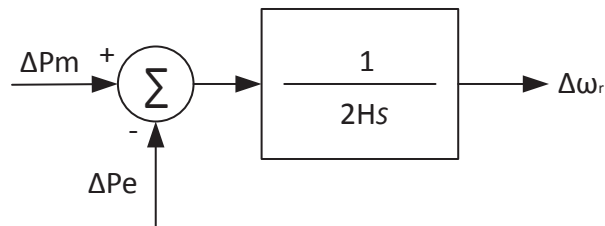


Figura 3.3 Diagrama de bloques ecuación de oscilación

3.2.1.1 Constante de Inercia (H)

Se define como la energía cinética de la masa rotatoria del grupo turbina-generador a la velocidad síncrona, la constante de inercia se expresa en la ecuación (3.2).

$$H = \frac{\frac{1}{2} J * \omega_n^2}{S_n} \quad [s] \quad (3.2)$$

Donde:

- J momento de inercia de la masa rotatoria del grupo turbina-generador,
- ω_n velocidad nominal del generador, y,
- S_n potencia nominal del generador.

3.2.2 TURBINA HIDRÁULICA

La turbina es el elemento que proporciona la energía mecánica al generador, cuya potencia mecánica de salida depende de la posición de los inyectores o álabes. La respuesta de la turbina está determinada por la dinámica del flujo de agua a través de la tubería de presión, esta dinámica incluye los efectos de la inercia y la compresibilidad del agua.

Para el presente estudio donde los cambios de velocidad y potencia son relativamente grandes respecto al sistema se hará uso del modelo no lineal simplificado de la turbina hidráulica representado por la función de transferencia de la Figura 3.4 donde se desprecian las pérdidas en la tubería de presión y las pérdidas de potencia mecánica debidas a las desviaciones de velocidad.

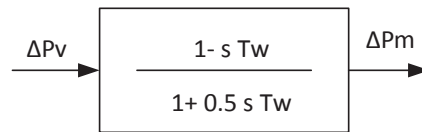


Figura 3.4 Función de transferencia de una turbina hidráulica

Donde:

ΔP_v cambio de posición en la compuerta de la turbina,

ΔP_m cambio en la potencia mecánica de la turbina, y,

T_w constante de arranque efectiva del agua alrededor del punto de operación.

La función de transferencia de una turbina hidráulica presenta una característica especial, dada por un polo y un cero. El polo en el plano izquierdo le entrega características de estabilidad a la función de transferencia, mientras que el cero en el lado derecho indica que las condiciones iniciales de la potencia de salida presentan una respuesta opuesta a la apertura de la válvula de la turbina, fenómeno debido a la inercia del agua.

3.2.2.1 Constante de Arranque del Agua (T_w)

La constante de arranque del agua representa el tiempo requerido para acelerar el agua desde una altura determinada partiendo de un estado estacionario, viene definida por la ecuación (3.3).

$$T_w = \frac{L * V}{H_T * g} \quad (3.3)$$

Donde:

- L longitud de la tubería de carga,
 V velocidad del agua,
 H_T altura total, y,
 g aceleración gravitacional.

La ecuación (3.3) en unidades americanas puede ser expresada en la ecuación (3.4) en función de la potencia generada de la unidad, el área promedio de la tubería y el producto de la eficiencia de la turbina y el generador.

$$T_W = \frac{0,366 * P * L}{H_T^2 * A * e} \quad (3.4)$$

Donde:

- P potencia generada por la unidad,
 A área de la tubería, y,
 e producto de la eficiencia del generador y la turbina.

El rango de valores típicos de la constante de arranque del agua para una central que está funcionando a plena carga se señala la ecuación (3.5).

$$0,5 s < T_W < 4 s \quad (3.5)$$

Si no existiese regulación de velocidad en los generadores sincrónicos, la respuesta del sistema frente a una variación de la carga quedaría supeditada por la constante de inercia (H) que es una característica propia del generador.

3.2.3 REGULADORES DE VELOCIDAD

Un regulador de velocidad es un elemento que permite controlar la acción de la compuerta de la turbina cuando existe un cambio de carga, para poder darle tiempo al generador de alcanzar la potencia de salida requerida.

El regulador mide la velocidad y la compara con un valor de referencia dado, en base al error resultante, la compuerta se abre o cierra con la finalidad de aumentar o disminuir la potencia mecánica a fin de disminuir paulatinamente el error. El modelo del regulador de velocidad se muestra en la Figura 3.5

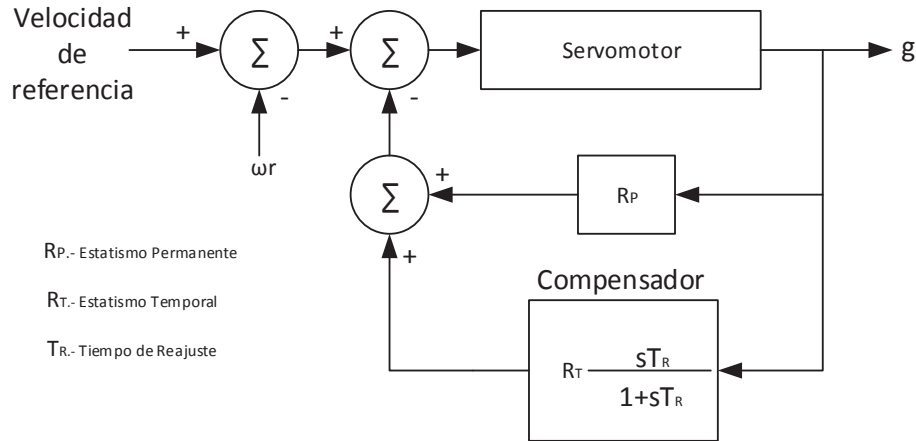


Figura 3.5 Regulador de velocidad con estatismo permanente y temporal con lazos de realimentación

3.2.3.1 Servomotor

El servomotor es un sistema de alta precisión que sirve para controlar la posición de la compuerta de la turbina.

3.2.3.2 Estatismo Permanente (Rp)

El estatismo permanente relaciona el cambio de velocidad de la unidad generadora ante un cambio en la potencia mecánica y se define como:

$$R = \frac{\Delta f}{\Delta P} \quad \left[\frac{Hz}{MW} \right] \tag{3.6}$$

Asegura una operación estable y paralela de múltiples máquinas y se puede interpretar como la respuesta del generador frente a un cambio de carga. El valor del estatismo permanente se encuentra generalmente entre el 3% y el 15%.

3.2.3.3 Estatismo Transitorio (R_T)

El estatismo transitorio asegura un comportamiento estable para valores pequeños de estatismo permanente. Para lograr esta característica en el regulador de velocidad se introduce un lazo de realimentación que retarde o limite el movimiento de la compuerta hasta que el flujo de agua y la potencia de salida tengan tiempo de crecer.

3.2.3.4 Tiempo de Reajuste (T_R)

El tiempo de reajuste del agua también conocido como tiempo de reposición, determina la rapidez con la que la acción compensadora del regulador de velocidad se amortigua.

3.3 SISTEMA DE EXCITACIÓN

La función básica de un sistema de excitación es proveer corriente continua al devanado de campo de la máquina síncrona. Un sistema de excitación es una combinación de elementos diseñados para suministrar y controlar la corriente de campo del generador por medio de reguladores automáticos, con funciones, tales como:

- Control del voltaje en los terminales del generador.
- Control del flujo de potencia reactiva a través del sistema de potencia.
- Mejorar la estabilidad del sistema de potencia respondiendo rápidamente ante perturbaciones.

Los limitadores presentes en el sistema de excitación protegen a los componentes del generador y previenen la ocurrencia de situaciones indeseables que comprometen la confiabilidad de la operación. De esta manera un sistema de excitación contribuye a la mejora del desempeño dinámico de todo el sistema de potencia.

3.3.1 ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE EXCITACIÓN

En la Figura 3.6 se muestra el diagrama de bloques del sistema de control de la excitación con sus respectivos componentes.

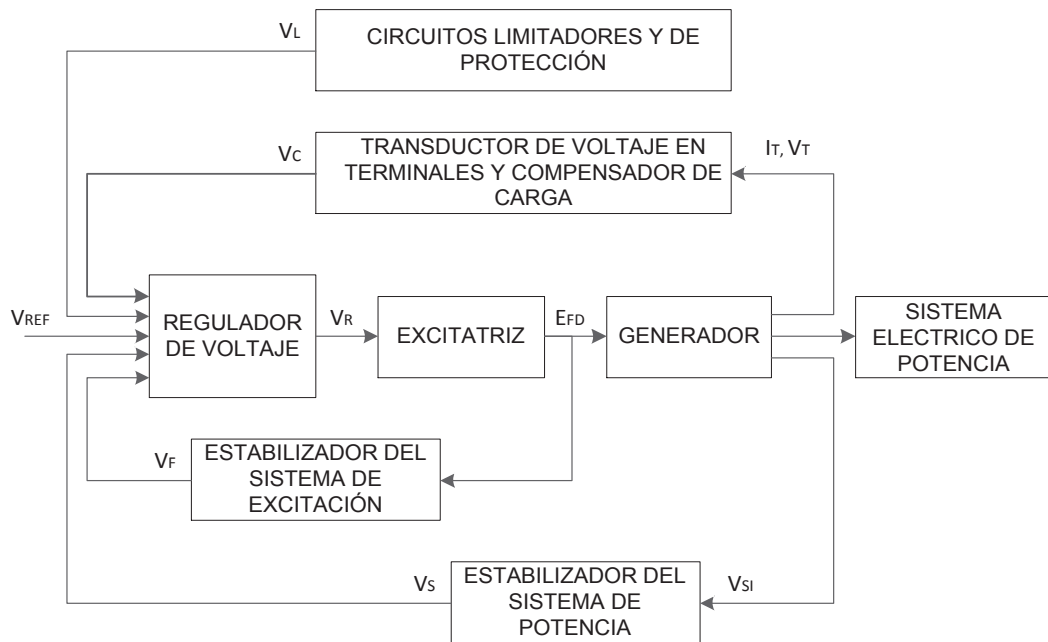


Figura 3.6 Diagrama de bloques del sistema de control de la excitación [3]

A continuación se describen las variables y componentes del sistema de excitación mostrados en la Figura 3.6.

E_{FD} = Voltaje de salida de la excitatriz

V_T, I_T = Voltaje y corriente en terminales del generador respectivamente

V_C = Voltaje de salida del compensador

V_{ERR} = Señal de error de voltaje

V_F = Voltaje de salida del estabilizador del sistema de excitación

V_R = Voltaje de salida del regulador

V_S = Voltaje de salida del estabilizador del sistema de potencia

V_{SI} = Voltaje de entrada del estabilizador del sistema de potencia

V_{REF} = Voltaje de referencia par regulación del voltaje

- La excitatriz provee corriente continua al devanado de campo de la máquina sincrónica y constituye la etapa de potencia del sistema de excitación.
- El regulador de voltaje procesa la señal de control de entrada para un adecuado control de la excitatriz.
- El transductor de voltaje mide el voltaje en bornes del generador, rectifica y filtra la señal para obtener un valor de corriente continua equivalente al voltaje medido.
- El compensador de carga se utiliza únicamente cuando se desea controlar el voltaje en un punto remoto a los terminales del generador.
- El estabilizador del sistema de potencia proporciona una señal adicional de entrada al regulador con el fin de amortiguar las oscilaciones de todo el sistema de potencia.
- Los circuitos limitadores y de protección aseguran que los límites operativos de la máquina sincrónica no excedan.

3.3.2 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE EXCITACIÓN

Los sistemas de excitación dependiendo de la fuente de poder empleada se pueden clasificar en tres tipos:

- Sistema de excitación tipo DC
- Sistema de excitación tipo AC
- Sistema de excitación estático tipo ST

En este documento se detalla únicamente los sistemas de excitación tipo AC, específicamente el sistema AC con rectificación de rotación, el cual es utilizado en las unidades de generación de las centrales hidráulicas El Carmen y Recuperadora.

3.3.2.1 Sistemas de Excitación AC con Rectificación de Rotación

En la Figura 3.7 se muestra el sistema AC con rectificación de rotación sin escobillas, donde se puede observar que la salida DC del rectificador no controlado de la estructura rotativa alimenta directamente al campo del generador sin necesidad de escobillas. La armadura de la excitatriz AC y el puente rectificador no controlado rotan conjuntamente con el devanado de campo del generador principal.

La salida rectificada de la excitatriz piloto energiza el campo estacionario de la excitatriz AC el cual es controlado mediante el regulador de voltaje. Este sistema de excitación no usa escobillas, así que la salida DC es llevada directamente al campo del generador principal.

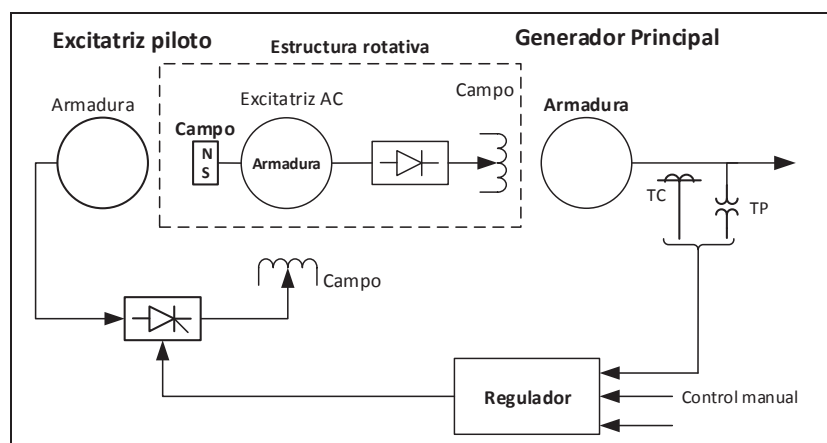


Figura 3.7 Sistema AC con rectificación de rotación, sin escobillas

3.3.2.1.1 Modelo de Excitación de Corriente Alterna Tipo AC8B

El diagrama de bloques del modelo AC8B se muestra en la Figura 3.8. Este modelo se utiliza para representar sistemas de excitación sin escobillas y puede ser usado para sistemas de excitación con voltaje estático. El AVR en este modelo consiste de un controlador PID, con constantes por separado para la ganancia proporcional (K_P), integral (K_I) y derivativa (K_D). Los valores de las constantes del PID deben ser sintonizados para cada sistema generador-excitación en particular.

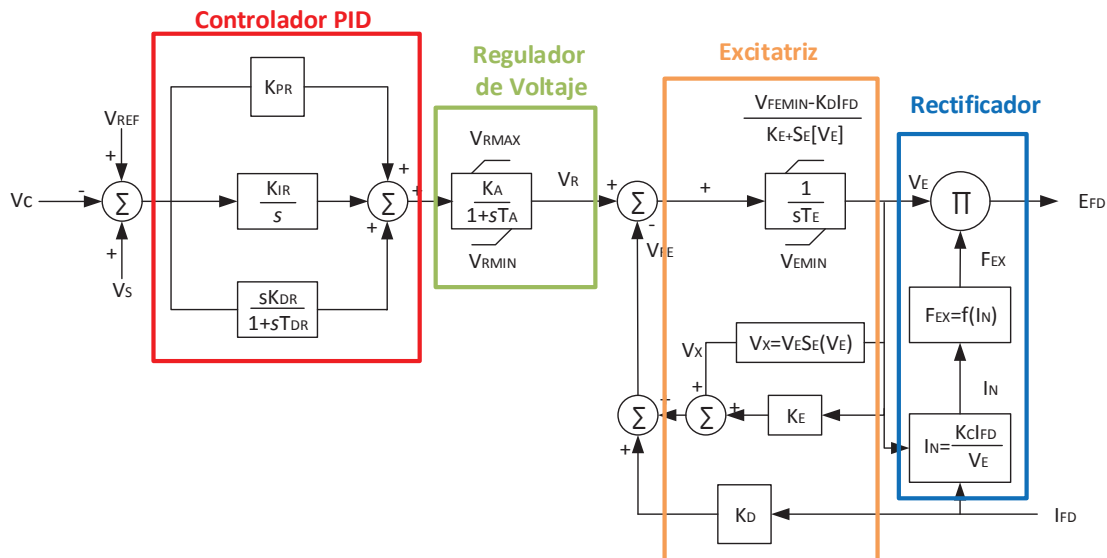


Figura 3.8 Regulador de voltaje IEEE AC8B

Controlador Proporcional Integral Derivativo PID

El control PID es un controlador realimentado cuyo propósito es hacer que el error en estado estacionario, entre la señal de referencia y la señal de salida de la planta, sea cero, esto se logra mediante el uso de una acción integral. El controlador PID está compuesto por una acción proporcional, una acción integral y una acción derivativa, que se describe en la ecuación (3.7)

$$u(t) = \underbrace{K_p e(t)}_P + \underbrace{K_i \int e(t) dt}_I + \underbrace{K_d \frac{de(t)}{dt}}_D \tag{3.7}$$

Donde:

- $u(t)$ señal de control
- $e(t)$ señal de error
- K_p ganancia proporcional
- K_i ganancia integral
- K_d ganancia derivativa

Adicionalmente, se tiene:

$$K_i = \frac{K_p}{T_i} \quad (3.8)$$

$$K_d = K_p * T_d \quad (3.9)$$

Donde:

T_i constante de tiempo de integración que determina el tiempo requerido para que la acción integral iguale el valor de la acción proporcional, y,

T_d constante de tiempo de derivación que determina el tiempo requerido para que la acción derivativa iguale el valor de la acción proporcional.

La acción proporcional permite disminuir en parte el error en régimen permanente, pero puede generar sobre impulsos dependiendo del valor de la ganancia proporcional, por otro lado, la acción integral, por su modo de reacción lento, a pesar que elimina por completo el error en régimen permanente, introduce oscilaciones e incrementa el sobre impulso, empeorando la estabilidad del sistema; finalmente, mediante el control derivativo se aumenta la velocidad de respuesta y se disminuye el sobre impulso, mejorando así la estabilidad del sistema.

Regulador

En la Figura 3.9 se muestra la función de transferencia que representa al regulador, el cual puede ser magnético, electrónico o del tipo rotatorio.

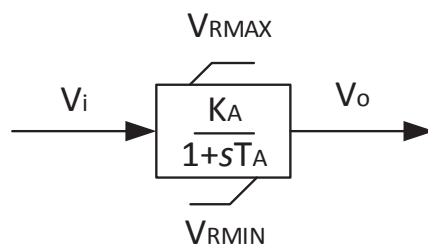


Figura 3.9 Función de transferencia del regulador

Donde:

- K_A ganancia del regulador de voltaje
- T_A constante de tiempo del regulador de voltaje
- V_{RMAX} máximo valor de V_R
- V_{RMINI} mínimo valor de V_R

Excitatriz

La excitatriz es la parte que provee de la corriente de campo para excitar al generador, el cual es representado con la función de transferencia detallada en la Figura 3.10, mismo que incluye las características de saturación.

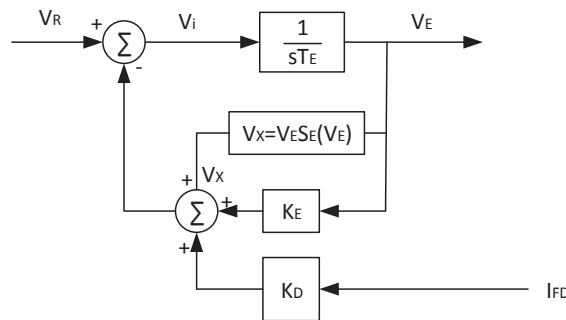


Figura 3.10 Función de transferencia de la excitatriz

Donde:

- T_E constante de tiempo de la excitatriz
- V_E voltaje interno de la excitatriz
- S_E función de saturación
- K_E constante de tiempo de la excitatriz relacionado al campo
- K_D factor de desmagnetización

Función de Saturación

El término $S_E[V_E]$ representa la función de saturación, definida como un multiplicador en p.u. de la salida de la excitatriz, el cual representa el incremento requerido en la excitatriz debido a la saturación. La Figura 3.11 muestra la curva de saturación de la excitatriz.

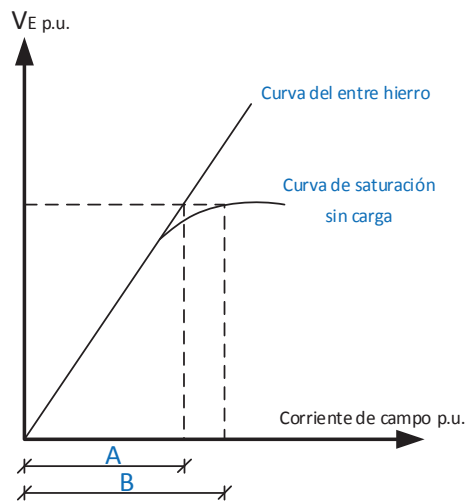


Figura 3.11 Curva de saturación de la excitatriz

Para la representación de la saturación se tiene los puntos A y B determinados a un voltaje de 1 p.u., en las curvas del entrehierro y de saturación sin carga respectivamente, la ecuación está determinada por la ecuación (3.10).

$$S_E[V_E] = \frac{B - A}{A} \tag{3.10}$$

Rectificador

El rectificador es el encargado de convertir la corriente alterna en corriente directa, el cual es requerido para la corriente de campo del generador principal.

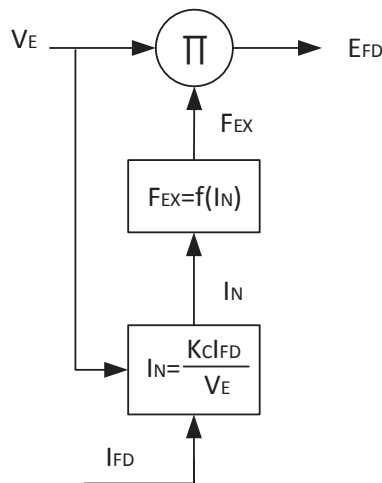


Figura 3.12 Función de transferencia del rectificador

Donde:

E_{FD} Voltaje de salida de la excitatriz (aplicado al campo del generador)

I_{FD} corriente de campo del generador

I_N corriente interna de la excitatriz

K_C constante de tiempo de la excitatriz relacionado al campo

$F_{EX} = f(I_N)$ voltaje rectificado en función de los tres modos de operación del circuito de rectificación

Modo 1: $f(I_N) = 1 - 0,577 * I_N$, si $I_N < 0,433$

Modo 2: $f(I_N) = \sqrt{0,75 - I_N^2}$, si $0,433 < I_N < 0,75$

Modo 3: $f(I_N) = 1,732(1 - I_N)$, si $0,75 < I_N < 1$

I_N no debería ser mayor que 1, pero si lo es, F_{EX} debería ser cero.

3.4 REGULADORES DE VELOCIDAD DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN RECUPERADORA Y EL CARMEN

El sistema de regulación de velocidad asociado a la unidad de generación Recuperadora es un modelo ETR provisto por la empresa Sulzer Escher Wyss, mientras que el sistema de regulación de velocidad de la unidad de generación de El Carmen está constituido por el modelo digital VDG 112-4P1 provisto por la empresa Voith Hydro Heidenheim.

La medición de la velocidad de los reguladores es a través de un transductor óptico colocado al extremo del eje de cada generador; los reguladores de velocidad poseen lazos de regulación de apertura de las válvulas, regulación de velocidad y caudal, arranque y parada del generador, rechazo de carga y cierre de emergencia. El límite de apertura puede ser ajustado de acuerdo a las necesidades del sistema para limitar la potencia de los generadores, sin embargo es usual colocar este parámetro en un valor del 100%.

Los modos de operación de los reguladores de velocidad pueden ser: puesta en marcha en vacío, grupo acoplado a la red y régimen aislado.

Para la representación de los reguladores de velocidad de las unidades de generación de la central Recuperadora y El Carmen se ha escogido el modelo del sistema de regulación de velocidad tipo HYGOV, el cual representa el gobernador simple de una turbina hidráulica que además utiliza el modelo no lineal de la turbina.

3.4.1 MODELO DEL SISTEMA DE REGULACION DE VELOCIDAD HYGOV

En la Figura 3.13 se puede observar el modelo de regulador de velocidad HYGOV modelado en el módulo de estabilidad *Power Factory* de *DigSILENT*, el cual está compuesto por dos bloques: el sistema gobernador y la turbina hidráulica

3.4.1.1 Variables de Entrada y Salida en el Regulador de Velocidad HYGOV

En la Tabla 3.1 se indica la denominación de las variables de entrada y salida del regulador de velocidad HYGOV implementado en *Power Factory*.

Tabla 3.1 Variables de entrada y salida del regulador de velocidad HYGOV

Variables de Entrada	
Nombre	Descripción
psetp	señal paso de potencia
w	velocidad
Variables de Salida	
Nombre	Descripción
pt	potencia eléctrica de la turbina
pturb	potencia mecánica de la turbina

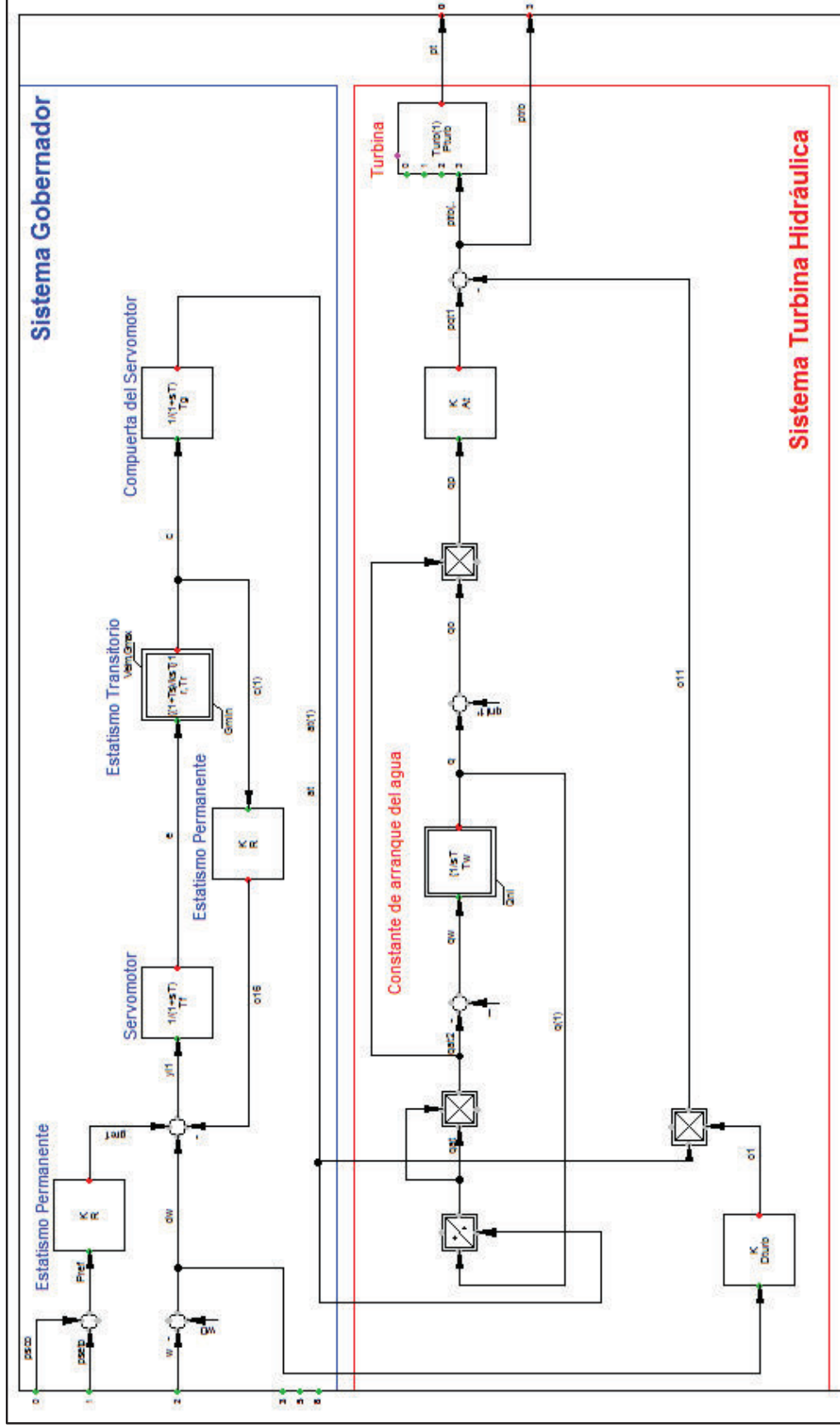


Figura 3.13 Reguladores de velocidad HYGOV Centrales Recuperadora y El Carmen

3.4.1.2 Variables y Rangos de los Parámetros del Regulador de Velocidad HYGOV

En la Tabla 3.2 se muestra la descripción de variables, valores típicos [2] y rangos de parámetros del regulador de velocidad HYGOV.

Tabla 3.2 Variables y rangos de parámetros del regulador de velocidad HYGOV

	Descripción	Valores Típicos	Unidad	Rango de Parámetros
R	estatismo permanente	0,06	[p.u.]	$0,01 < R < 0,1$
r	estatismo transitorio	0,40	[p.u.]	$0,02 < r < 1$
Tr	constante de tiempo del regulador	8	[s]	$0,02 < Tr < 10$
Tf	constante de tiempo del filtro	0,05	[s]	$0,01 < Tf < 1$
Tg	constante de tiempo del servomotor	0,2	[s]	$0,01 < Tg < 1$
Tw	constante de tiempo del agua	1,20	[s]	$-1 < Tw < 100$
At	ganancia de la turbina	2,5	[p.u.]	$0,5 < At < 3$
Pturb	potencia nominal de la turbina	Pn	[MW]	$0,15 \cdot Pn < Pturb < Pn$
Dturb	factor de pérdidas por fricción	0,3	[p.u.]	$0 < Dturb < 0,5$
qnl	caudal en condiciones de vacío	0,50	[p.u.]	$0,01 < qnl < 0,5$
Gmin	límite mínimo de la compuerta	0	[p.u.]	
Velm	límite de velocidad de la compuerta	0,20	[p.u.]	$0,01 < Velm < 0,25$
Gmax	límite máximo de la compuerta	1	[p.u.]	$-1 < Gmax < 10$

3.4.2 CÁLCULOS DE PARÁMETROS

La determinación de los parámetros de los reguladores de velocidad se realiza en base a las recomendaciones citadas en la *IEEE Std. 1207-2004, "Guide for the Application of Turbine Governing Systems for Hydroelectric Generating Units, Energy Development and Power Generation Committee"*, donde se recomienda calcular inicialmente los parámetros propios que corresponden al grupo turbina generador.

A partir de los valores de inercia de los generadores y la ecuación (3.4) donde se calcula la constante de tiempo del agua se procede a calcular el estatismo permanente mediante la ecuación (3.11).

$$R = \frac{T_W}{H} [1,15 - 0,075 * (T_W - 1)] \quad (3.11)$$

Además de ello se calcula el tiempo de reajuste a partir de la constante de tiempo mediante la ecuación (3.12).

$$T_R = T_W [5 - 0,5 * (T_W - 1)] \quad (3.12)$$

Finalmente, se calcula el estatismo transitorio a partir de los parámetros de estatismo permanente y el tiempo de reajuste, mediante la ecuación (3.13).

$$r = \frac{R}{1 - \frac{1}{R * T_r}} \quad (3.13)$$

Los resultados de las constantes R , r , T_r y T_W se muestran en la Tabla 3.3, el valor de P_{turb} corresponde a la potencia nominal de cada generador, adicionalmente los parámetros T_f , T_g y A_t corresponden a los valores actualmente configurados en los reguladores de velocidad de las centrales Recuperadora y El Carmen.

Tabla 3.3 Parámetros reguladores de velocidad generadores Recuperadora y El Carmen

Parámetro	Descripción	Unidad	Recuperadora	El Carmen
R	estatismo permanente	[p.u.]	0,04	0,04
r	estatismo transitorio	[p.u.]	0,80	0,71
Tr	constante de tiempo del regulador	[s]	14,45	8,95
Tf	constante de tiempo del filtro	[s]	0,05	0,05
Tg	constante de tiempo del servomotor	[s]	0,001	0,1
Tw	constante de tiempo del agua	[s]	6,66	1,986753
At	ganancia de la turbina	[p.u.]	1,2	0,6
Pturb	potencia nominal de la turbina	[MW]	14,70	8,40
Dturb	factor de pérdidas por fricción	[p.u.]	0,5	0,5
qnl	caudal en condiciones de vacío	[p.u.]	0,08	0,08
Gmin	límite mínimo de la compuerta	[p.u.]	0	0
Velm	límite de velocidad de la compuerta	[p.u.]	0,50	0,29
Gmax	límite máximo de la compuerta	[p.u.]	0,5	0,741

En un sistema eléctrico de potencia constituido por dos o más generadores, la regulación de potencia se realiza en base a las variaciones de velocidad, es por ello que se recomienda ajustar una de las unidades con un estatismo muy bajo y las demás unidades con estatismos mayores; de esta manera se asegura que al producirse una diferencia entre potencia mecánica y eléctrica, el generador con estatismo más bajo sea el único encargado de realizar la regulación primaria de frecuencia, mientras que el resto de generadores operan únicamente como colaboradores de área.

3.4.3 PRUEBA EN SISTEMA MONO-MÁQUINA DE LOS REGULADORES DE VELOCIDAD

Para verificar la sintonización de los reguladores de velocidad de los generadores Recuperadora y El Carmen se utiliza un sistema de prueba mono-máquina conformado por un generador aislado alimentando una carga a través de un transformador elevador tal como se muestra en la Figura 3.14 y Figura 3.15.

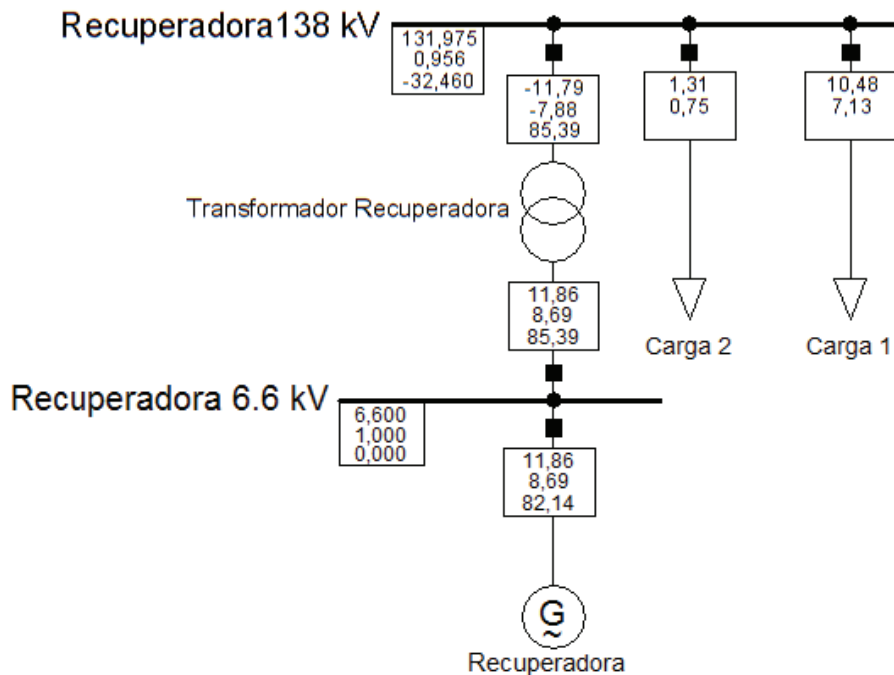


Figura 3.14 Sistema de prueba generador Recuperadora

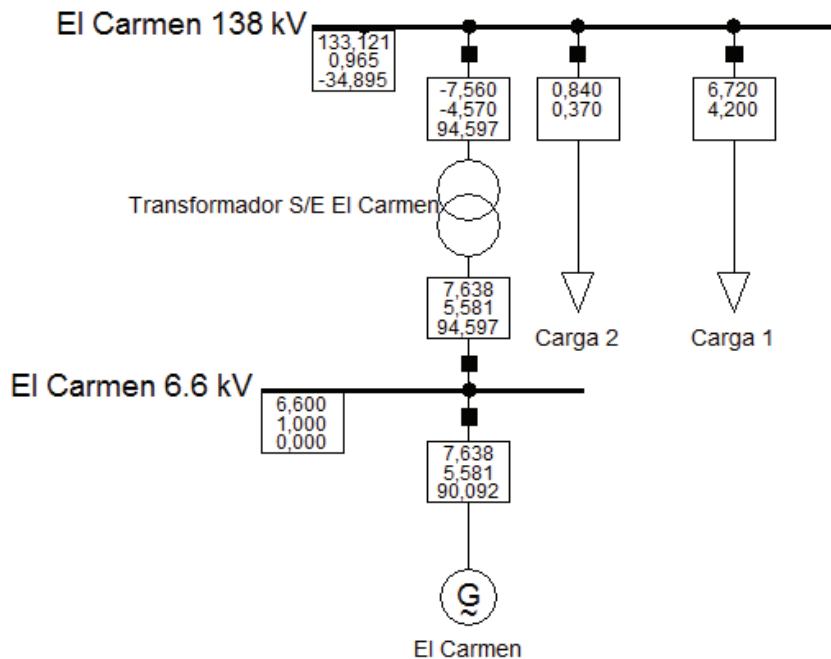


Figura 3.15 Sistema de prueba generador El Carmen

3.4.3.1 Estado Estable y Prueba de Toma y Rechazo de Carga +/- 10% de la Potencia Nominal

En la Tabla 3.4 se describen las condiciones bajo las cuales se realiza la prueba de toma y rechazo de carga +/- 10% de la potencia nominal.

Tabla 3.4 Potencias de generación y carga

Equipos \ Potencia	S [MVA]	P [MW]	Q [MW]
Generador El Carmen (nominal)	10,5	8,40	6,30
Carga 1 (80%)	7,92	6,72	4,20
Carga 2 (10%)	0,92	0,84	0,37
Generador Recuperadora (nominal)	17,9	14,32	10,74
Carga 1 (80%)	13,86	11,46	7,80
Carga 2 (10%)	1,65	1,432	0,82

Una vez ingresados los reguladores de velocidad HYGOV, se simula una prueba en estado estable con los generadores alimentando cada uno, una carga igual al 80% de su potencia nominal.

Con el fin de analizar el comportamiento de los reguladores de velocidad, en el tiempo $t = 1 s$ se realiza una toma de carga igual al 10% de la potencia nominal de cada generador, posteriormente, al tiempo $t = 25 s$ se realiza un rechazo de carga igual al 10% de la potencia nominal de cada generador. Los resultados se muestran en la Figura 3.16.

Para analizar la respuesta de los reguladores de velocidad, se verifica principalmente que los generadores alcancen los valores de carga requeridos (+/- 10% de su potencia nominal).

En la Tabla 3.5 se muestra un análisis realizado en el dominio del tiempo, con el fin de saber si las respuestas obtenidas son amortiguadas y si los tiempos se encuentran dentro de los rangos aceptables recomendados en el estándar *IEEE Std. 1207-2004* [4].

Tabla 3.5 Análisis en el dominio del tiempo reguladores de velocidad HYGOV generadores Recuperadora y El Carmen

Parámetros \ Respuesta	Unidad	Rangos * Aceptables	+10 % Pn - Recuperadora	+10 % Pn - El Carmen
			Pt (potencia turbina)	Pt (potencia turbina)
Tiempo de subida	[s]	1 a 25	0,53	0,42
Tiempo de establecimiento	[s]	2 a 100	8,29	6,76
Sobreimpulso	[%]	0 a 40	2,99	4,43
Amortiguamiento	-	0 a 1	0,75	0,70

*: Parámetros establecidos por el estándar IEEE 1207-2004

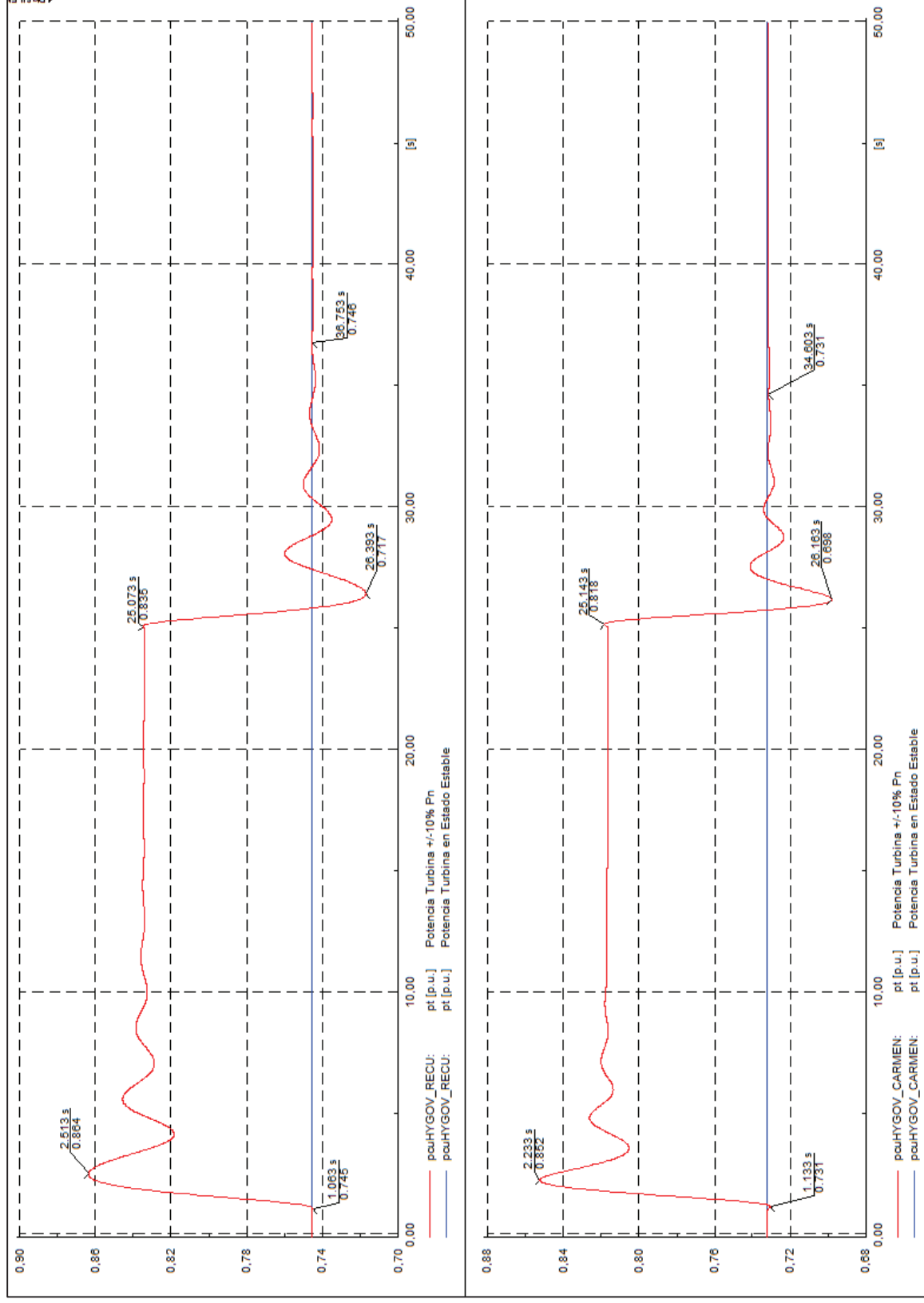


Figura 3.16 Respuesta de los reguladores de velocidad en estado estable y prueba de toma y rechazo del +/- 10% de carga

3.5 REGULADORES DE VOLTAJE DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN RECUPERADORA Y EL CARMEN

El sistema de control de excitación de la unidad de generación de la central hidroeléctrica Recuperadora anteriormente estaba constituido por el modelo electromecánico FSG 201 AZ 231, sin embargo, para una mejor operación ha sido sustituido por un sistema digital de control de excitación de la marca Basler; el modelo implementado en la central Recuperadora es el BASLER DECS-200.

Por otro lado, el actual sistema de control que posee el generador de la central hidroeléctrica El Carmen es un sistema de control de excitación de la marca Basler modelo DECS-250 de características similares al AVR reemplazado en la central hidroeléctrica Recuperadora.

Para representar el modelo del sistema de excitación de las centrales hidroeléctricas Recuperadora y El Carmen se ha determinado un modelo aproximado basado en las características del sistema de excitación AC8B detallado en el estándar *IEEE 421.5-2005, "Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, Power Generation Committee Report"*.

3.5.1 MODELO DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN AC8B

En la Figura 3.17 se puede observar el modelo que representa los sistemas de excitación de los generadores Recuperadora y El Carmen, el modelo AC8B es representado en *Power Factory* con el modelo AC8B, el cual está compuesto por cuatro bloques: el transductor de voltaje, el controlador PID, el regulador de voltaje y el último bloque donde se encuentra la excitatriz y el rectificador.

3.5.1.1 Variables de Entrada y Salida en el Sistema de Excitación AC8B

La denominación de las variables de entrada y salida del AC8B se detallan en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6 Variables de entrada y salida en el sistema AC8B

Variables de Entrada	
Nombre	Descripción
usetp	señal paso de voltaje
u	voltaje terminal
upss	voltaje del PSS
Variables de Salida	
Nombre	Descripción
uerrs	voltaje de salida

3.5.1.2 Variables y Rangos de Parámetros del Sistema de Excitación AC8B

En la Tabla 3.7 se muestra la descripción de variables, valores típicos y rangos de parámetros del sistema de excitación AC8B

Tabla 3.7 Variables y rangos de parámetros del regulador de voltaje del sistema de excitación AC8B

	Descripción	Valores Típicos	Unidad
Tr	retardo de medición	0,02	[s]
KP	ganancia proporcional	80,00	[p.u.]
Ka	ganancia del regulador	400,00	[p.u.]
Ta	constante de tiempo del regulador	0,01	[s]
Ke	constante de la excitatriz	1,00	[p.u.]
KI	ganancia integral	5,00	[p.u.]
Te	constante de tiempo de la excitatriz	1,20	[s]
E1	factor de saturación 1	6,50	[p.u.]
Se1	factor de saturación 1	0,30	[p.u.]
E2	factor de saturación 2	9,00	[p.u.]
Se2	factor de saturación 2	3,00	[p.u.]
KD	ganancia derivativa	1,10	[p.u.]
TD	constante de tiempo de derivación	0,10	[s]
VRMIN	límite mínimo de la salida del regulador	0,00	[p.u.]
VRMAX	límite máximo de la salida del regulador	35,00	[p.u.]

vco_ESAC8B: Basler DECS

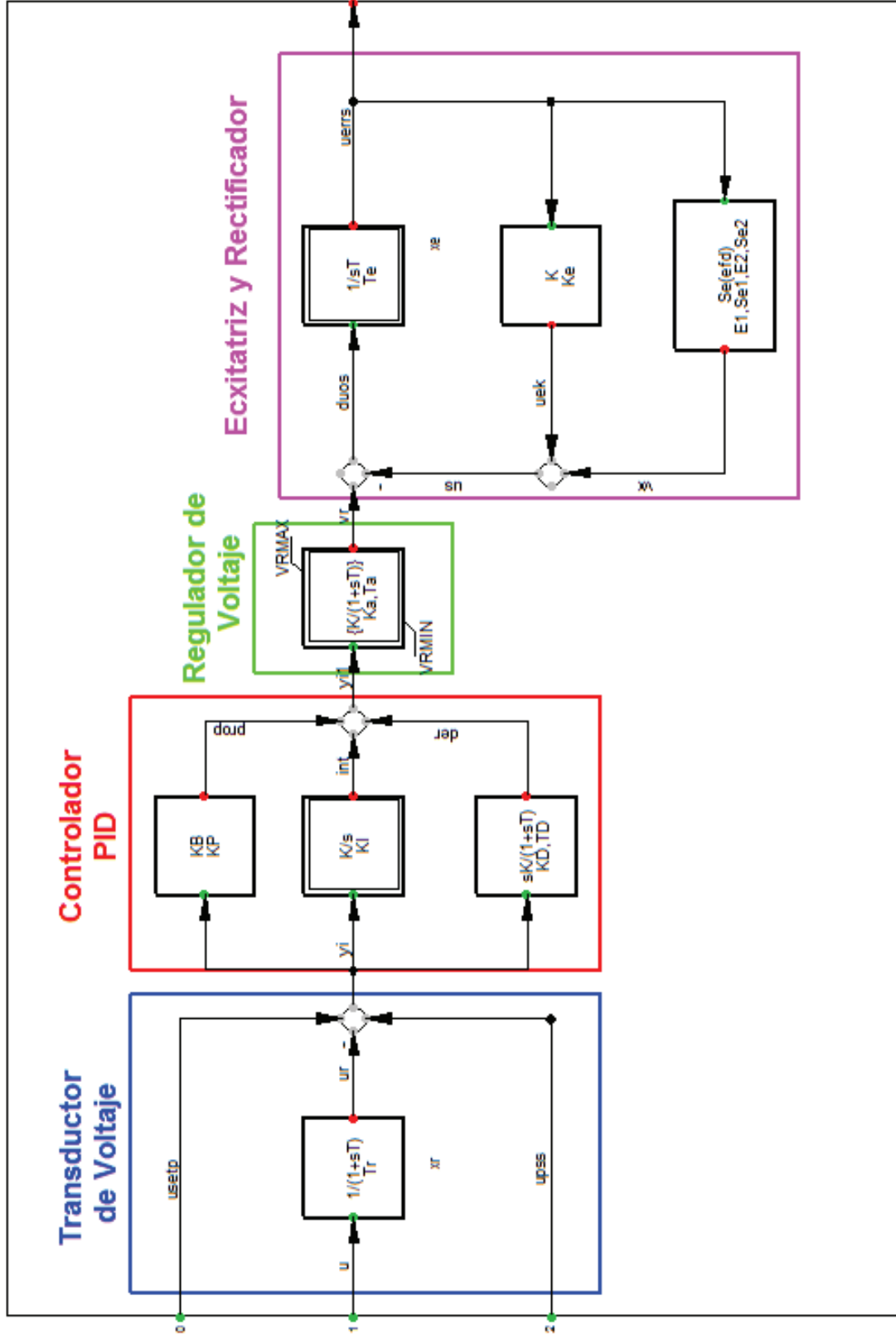


Figura 3.17 Sistema de excitación AC8B

3.5.2 SINTONIZACIÓN DE CONTROLADORES PID MEDIANTE MÉTODO ZIEGLER Y NICHOLS [13]

Para la sintonización de los controladores PID de los reguladores de voltaje AC8B de las unidades de generación Recuperadora y El Carmen, se utiliza el método de oscilación sostenida de Ziegler y Nichols a lazo cerrado. El procedimiento se describe a continuación:

1. Eliminar los efectos de la parte integral y derivativa del controlador PID ($K_i = 0$ y $K_d = 0$).
2. Usando únicamente la ganancia proporcional y partiendo de un valor pequeño de K_p , se incrementa su valor hasta observar una oscilación sostenida en la salida del controlador.
3. El valor de K_p donde ocurre la oscilación se denomina ganancia crítica y se denota como K_c . El valor del período de la oscilación se denomina período crítico T_c .
4. Ajustar los parámetros del controlador según la Tabla 3.8.

Tabla 3.8 Parámetros de ajuste por método de oscilación

	K_p	T_i	T_d
<i>P</i>	$0,5K_c$		
<i>PI</i>	$0,45K_c$	$T_c/1,2$	
<i>PID</i>	$0,6K_c$	$0,5T_c$	$T_c/8$

En base a lo anteriormente señalado, se aplica el método de oscilación sostenida para el sistema de la EPMAPS incrementando un 5% del voltaje de referencia de cada generador, en la Figura 3.18 se puede observar el comportamiento de los reguladores de voltaje, se inicia la sintonización incrementando K_p hasta obtener la ganancia y el período crítico, los valores obtenidos son $K_c = 500$ y $T_c = 1,66$ para la central Recuperadora y $K_c = 380$ y $T_c = 1,82$ para la central El Carmen.

En la Figura 3.19 se puede observar la sintonización final de los reguladores de voltaje a partir de los parámetros de ajuste señalados en la Tabla 3.8 y las ecuaciones (3.8) y (3.9). Los valores finales de los parámetros de los reguladores de voltaje de los generadores Recuperadora y El Carmen se muestran en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9 Parámetros reguladores de voltaje de generadores de las centrales hidroeléctricas Recuperadora y El Carmen

	Descripción	Unidad	Recuperadora	El Carmen
Tr	retardo de medición	[s]	0,05	0,05
KP	ganancia proporcional	[p.u.]	300,00	228,00
Ka	ganancia del regulador	[p.u.]	1,00	1,00
Ta	constante de tiempo del regulador	[s]	0,05	0,05
Ke	constante de la excitatriz	[p.u.]	1,00	1,00
KI	ganancia integral	[p.u.]	361,45	250,55
Te	constante de tiempo de la excitatriz	[s]	0,80	0,80
E1	factor de saturación 1	[p.u.]	4,18	4,18
Se1	factor de saturación 1	[p.u.]	0,06	0,11
E2	factor de saturación 2	[p.u.]	3,14	3,14
Se2	factor de saturación 2	[p.u.]	0,03	0,03
KD	ganancia derivativa	[p.u.]	62,25	51,87
TD	constante de tiempo de derivación	[s]	0,05	0,05
VRMIN	límite mínimo de la salida del regulador	[p.u.]	-5,43	-5,43
VRMAX	límite máximo de la salida del regulador	[p.u.]	6,03	6,03

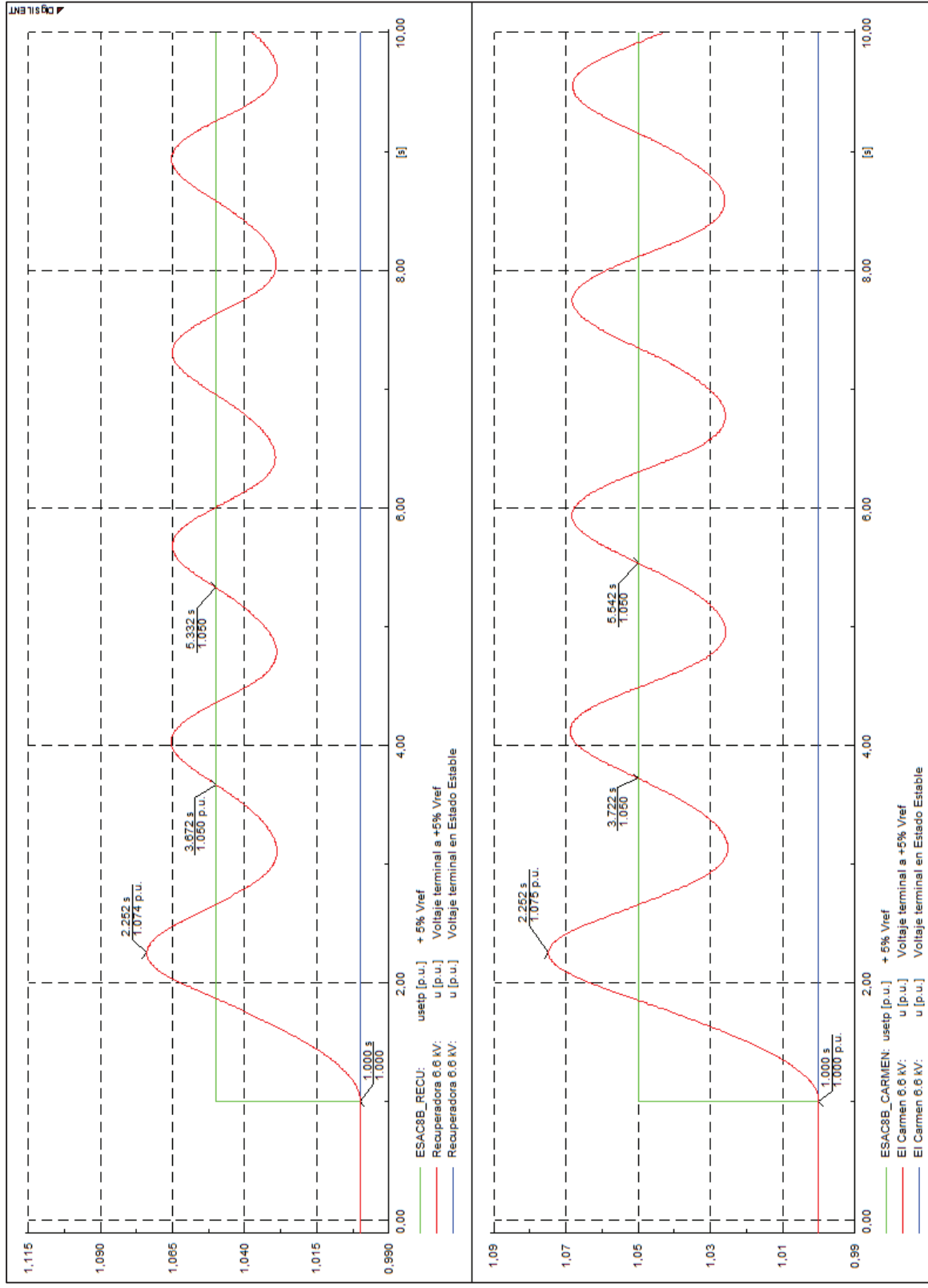


Figura 3.18 Respuesta oscilación sostenida reguladores de voltaje AC8B generadores Recuperadora y El Carmen

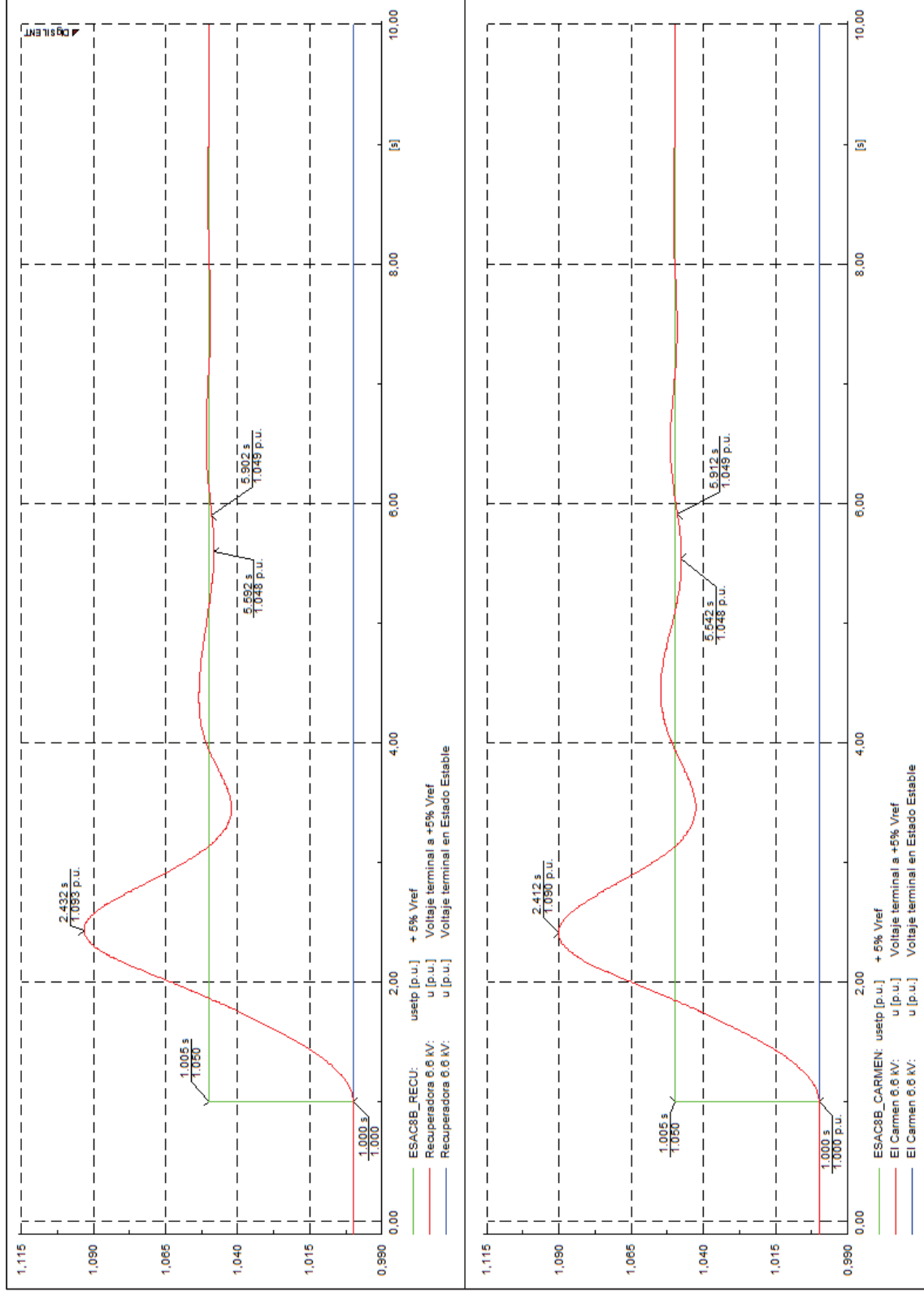


Figura 3.19 Sintonización final controlador PID reguladores de voltaje AC8B generadores Recuperadora y El Carmen

3.5.3 PRUEBA EN UN SISTEMA MONO-MÁQUINA DE LOS REGULADORES DE VOLTAJE

Para verificar la sintonización de los reguladores de voltaje de los generadores Recuperadora y El Carmen se utiliza el mismo sistema de prueba mostrado en la Figura 3.14 y Figura 3.15, es decir un sistema mono-máquina conformado por un generador aislado, alimentando una carga a través de un transformador elevador.

3.5.3.1 Estado Estable y Escalón de +/- 5% del Voltaje Nominal

Para simular el escalón de +/-5% del voltaje nominal se describen en la Tabla 3.10 las condiciones bajo las cuales se desarrolla el evento.

Tabla 3.10 Potencia de Generación y Carga

Equipos \ Potencia	S [MVA]	P [MW]	Q [MW]
Generador El Carmen (nominal)	10,5	8,40	6,30
Carga 1 (80%)	7,92	6,72	4,20
Generador Recuperadora (nominal)	17,9	14,32	10,74
Carga 1 (80%)	13,86	11,46	7,80

Una vez sintonizado el controlador PID del regulador de voltaje AC8B, en la Figura 3.20 se puede observar la prueba escalón de +/-5% del voltaje de referencia $usetp$ alimentando cada generador una carga igual al 80% de su potencia nominal.

La simulación es realizada al tiempo $t = 1 s$; el 5% por encima y por debajo de su valor en estado estable permite verificar que el voltaje terminal de la máquina tienda al valor de referencia dado, de la misma forma se comprueba que su respuesta es amortiguada y que los tiempos de respuesta se encuentran dentro de los rangos aceptables, esto se verifica con el análisis en el dominio del tiempo de cada uno de los reguladores.

En la Tabla 3.11 se muestra el análisis realizado en el dominio del tiempo para comprobar que las respuestas obtenidas se encuentran dentro de los parámetros establecidos por el estándar *IEEE Std. 421.2-1990, "Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems"*.

Tabla 3.11 Análisis en el dominio del tiempo de los reguladores de voltaje AC8B

Parámetros \ Respuesta	Unidad	Rangos * Aceptables	+5% Vref El Carmen	+5% Vref Recuperadora
			u (voltaje terminal)	u (voltaje terminal)
Tiempo de subida	[s]	0,1 a 2,5	0,55	0,56
Tiempo de establecimiento	[s]	0,2 a 10	4,54	4,59
Sobreimpulso	[%]	0 a 15	3,81	4,10
Amortiguamiento	-	0 a 1	0,72	0,71

*: Parámetros establecidos por el estándar IEEE 421.2-1990

Los valores mostrados en la Tabla 3.5 y Tabla 3.11 se obtienen considerando que las respuestas de las Figura 3.16 y Figura 3.20 se aproximan a las respuestas de un sistema de segundo orden. Del análisis realizado se puede concluir que:

- Las respuestas presentan bajos sobre impulsos.
- La relación de amortiguamiento toma valores entre 0,7 y 1, logrando con ello respuestas subamortiguadas.
- De forma general, todos los parámetros que se obtienen se encuentran dentro de los rangos aceptables por el estándar *IEEE Std. 421.2-1990*, es por ello que se concluye que la sintonización de los sistemas de control de las unidades de generación Recuperadora y El Carmen es adecuada.

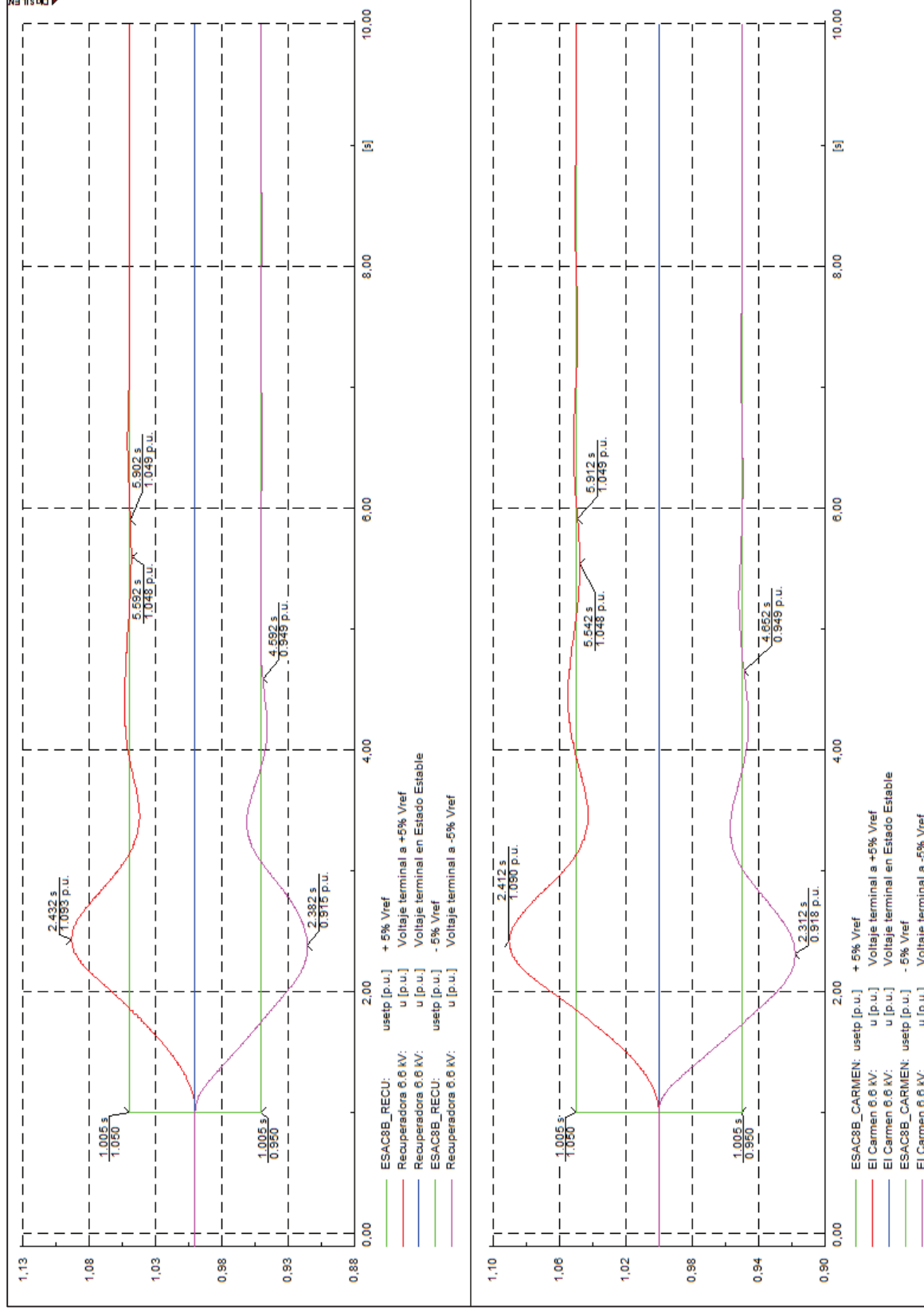


Figura 3.20 Respuesta de los reguladores de voltaje en estado estable y prueba escalón de +/- 5% de carga

3.6 OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EPMAPS EN RED AISLADA

Como se ha mencionado a lo largo del presente documento, para que el sistema eléctrico de la EPMAPS quede aislado del SNI debe producirse la desconexión de la línea de transmisión “*Santa Rosa – El Carmen*” debido a una falla, o por alguna condición operativa.

Bajo esta premisa, el sistema debe encontrar un nuevo balance entre la generación y la carga, que permita una operación segura y confiable del SEP, es así, que se analiza en los escenarios de demanda mínima, media y máxima, las condiciones de generación y carga a fin de determinar la posibilidad de una operación en isla eléctrica.

En la Tabla 3.12 se puede observar la reserva de generación que debe tener el sistema eléctrico de la EPMAPS para que pueda operar adecuadamente en forma de isla y abastecer los requerimientos de la carga en demanda mínima, media y máxima, tomando en cuenta la potencia nominal de los generadores de las centrales Recuperadora y El Carmen.

Sin embargo, la generación disponible de potencia activa de la EPMAPS no es suficiente para abastecer los requerimientos de demanda en el sistema (EPMAPS, Tababela y Alangasí), por otro lado, no existe inconvenientes en potencia reactiva debido a la existencia de dos bancos de capacitores instalados en la subestación Tababela.

Para que el sistema de la EPMAPS pueda operar en forma de isla eléctrica, se plantea en el siguiente apartado como una posible solución, el análisis de un sistema de seccionamiento de carga, que permita mantener el equilibrio entre la generación y carga una vez que el sistema quede aislado del SNI.

Tabla 3.12 Reserva generación sistema eléctrico EPMAPS

EPMAPS	DEMANDA MÍNIMA		DEMANDA MEDIA		DEMANDA MÁXIMA	
GENERACIÓN						
	<u>MW</u>	<u>MVAr</u>	<u>MW</u>	<u>MVAr</u>	<u>MW</u>	<u>MVAr</u>
RECUPERADORA	14,32	10,74	14,32	10,74	14,32	10,74
CARMEN	8,40	6,30	8,40	6,30	8,40	6,30
TOTAL GENERACIÓN	22,72	17,04	22,72	17,04	22,72	17,04
CARGA						
TABABELA	17,72	4,00	19,06	8,07	28,00	8,17
CAPACITOR TABABELA	0,00	-4,50	0,00	-4,50	0,00	-9,00
ALANGASÍ	6,98	1,58	8,10	3,34	11,66	3,40
EPMAPS	12,14	7,82	18,21	9,92	24,28	12,31
TOTAL CARGA	36,84	8,90	45,37	16,83	63,94	14,88
RESERVA GENERACIÓN	-14,12	8,14	-22,65	0,21	-41,22	2,16

3.6.1 ESQUEMA DE SECCIONAMIENTO DE CARGA

El Procedimiento de Despacho y Operación del CONELEC [12], dentro de los parámetros de calidad y seguridad de operación, señala que durante procesos de contingencia, la frecuencia del sistema eléctrico de potencia no debe ser inferior a 57,5 Hz ni superior a 63 Hz, en el caso de que la frecuencia llegue a valores inferiores a 57,5 Hz se debe implementar un esquema de seccionamiento de carga.

El esquema de seccionamiento de carga se utiliza para corregir grandes perturbaciones en un sistema de potencia, se entiende como la carga total a desconectar a fin de que el sistema mantenga un balance generación–carga. Ante la presencia de una perturbación severa en el sistema de potencia los reguladores de velocidad de las unidades generadoras llevan al sistema a una nueva condición de operación, aumentando la potencia generada por cada unidad.

Los reguladores de velocidad y las turbinas por sus características propias de lenta respuesta ante grandes perturbaciones ocurridas en un sistema de potencia, no alcanzan a corregir oportunamente un evento de gran magnitud, lo cual ocasiona que la velocidad de la máquina y por lo tanto la frecuencia del sistema decaigan progresivamente, este fenómeno puede ocasionar grandes pérdidas de generación e incluso colapsos totales de un sistema eléctrico.

Es por ello que se requiere de un esquema de seccionamiento de carga (*load shedding*) a fin de mantener el balance generación–carga dentro del sistema de potencia, es también una herramienta imprescindible cuando la reserva rodante del sistema no es suficiente para compensar la generación perdida, como es el caso del sistema eléctrico de potencia de la EPMAPS. Una operación adecuada de seccionamiento de carga debe tratar de desconectar la menor cantidad de carga posible a fin de mantener los valores de frecuencia comprendidos entre 57 y 61 Hz durante el período transitorio y valores entre 59,5 y 60,5 Hz en estado estable.

Se puede evitar el desbalance de generación – carga desconectando en un solo paso la fracción de carga que no puede ser aportada por la reserva rodante e igual a la sobrecarga inicialmente presentada, sin embargo esto no es recomendable debido a que pueden producirse valores de frecuencia por encima de los 61 Hz; razón por la cual se sugiere un esquema de seccionamiento de carga gradual, es decir, la desconexión de la carga en varias etapas a fin de que la frecuencia se recupere progresivamente.

El nivel de frecuencia en el cual se plantea el primer paso de seccionamiento de carga es tomado a los 59,4 Hz, mientras que las etapas siguientes se seleccionan después de 0,4 a 0,6 Hz [12]. La cantidad de carga a desconectar debe prevenir valores de frecuencia de 57 Hz, durante un tiempo menor o igual a 30 ciclos, esto debido a que en dicho valor actuarían las protecciones del grupo turbina-generador.

Para el desarrollo del presente análisis, la cantidad de carga a desconectar se calcula a fin de que la frecuencia se reduzca hasta un valor determinado de tal forma que se asegure la recuperación del sistema por medio de la actuación de los reguladores de velocidad de los generadores de las centrales Recuperadora y El Carmen.

Un esquema típico de desconexión de carga es el planteado en la referencia [12] donde se sugiere que para un déficit de generación de aproximadamente el 25% se aplica el siguiente esquema de seccionamiento:

- El 10 % de la carga cuando la frecuencia cae a 59,4 Hz
- Un 15% adicional cuando la frecuencia cae a 58,8 Hz
- Un 20% adicional cuando la frecuencia cae a 58,2 Hz

Para un déficit mayor de generación los esquemas de desconexión incluyen la actuación de relés de desconexión por gradiente de frecuencia.

En la Figura 3.21 se muestra el comportamiento de la frecuencia en demanda mínima, media y máxima, una vez que se produce una falla en la línea de transmisión “*Santa Rosa - El Carmen*” y como consecuencia de ello la apertura de los disyuntores asociados. La falla se simula al tiempo $t = 1$ s, y para la apertura del disyuntor y el tiempo de procesamiento de la señal del relé se consideran 80 ms, por lo que el despeje de la falla se simula al tiempo $t = 1,08$ s.

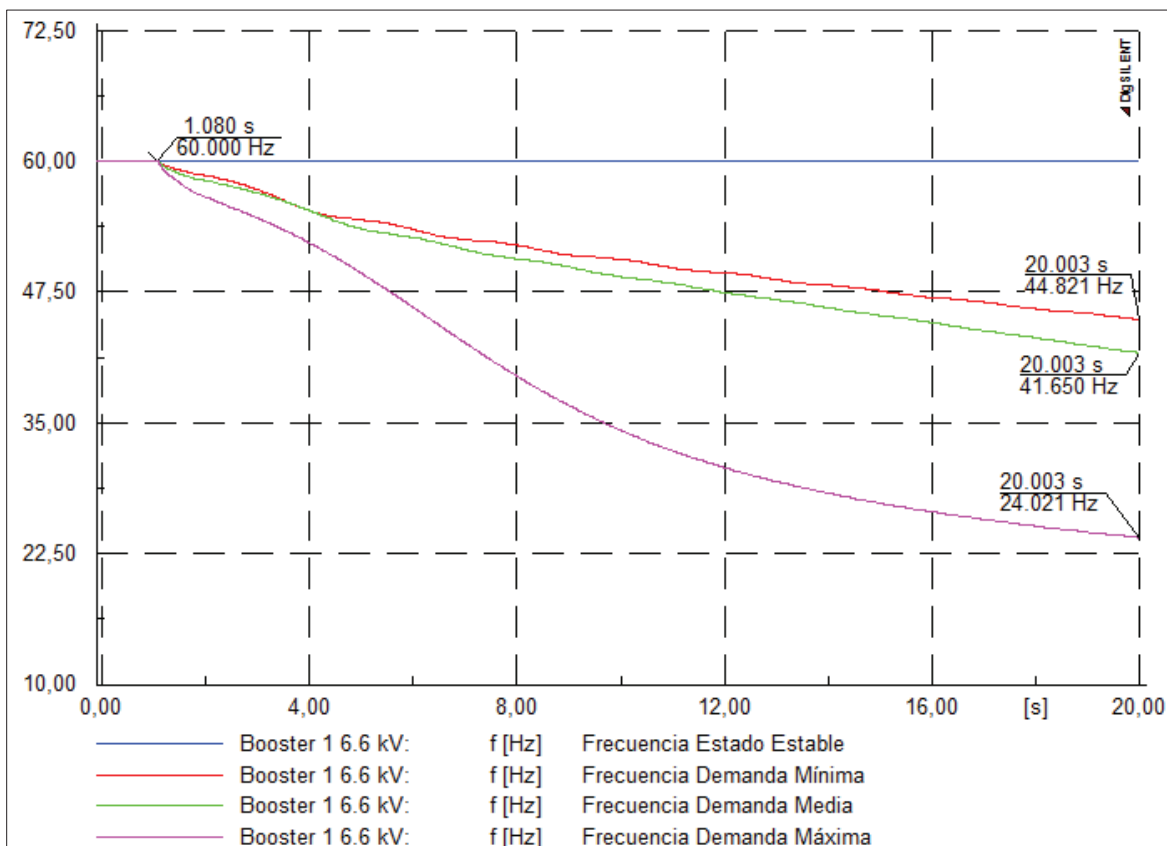


Figura 3.21 Frecuencia del sistema eléctrico EPMAPS aislado del SNI

Como se puede observar en la Figura 3.21, al producirse una gran perturbación, la frecuencia en demanda mínima, media y máxima disminuye a valores muy por debajo de 57 Hz, esto debido al evidente desbalance entre la generación y la carga. En base a los resultados mostrados, se ve la necesidad de implementar un esquema de seccionamiento de carga tal que permita mantener el balance generación - carga en el sistema, y producto de ello asegurar que este encuentre un punto estable de operación.

3.6.1.1 Implementación de un Esquema de Seccionamiento de Carga en el Sistema Eléctrico de la EPMAPS

Se realiza el análisis del esquema de seccionamiento de carga en los escenarios de demanda mínima, media y máxima en base a la Tabla 3.13, se ha determinado la potencia a desconectar en función de las cargas prioritarias consideradas dentro de la EPMAPS, es así que se considera como cargas prioritarias: la carga propia del sistema de la EPMAPS y la carga de Tababela (Aeropuerto Internacional de Quito).

Tabla 3.13 Potencia a desconectar mediante esquema de seccionamiento de carga

EPMAPS	DEMANDA MÍNIMA		DEMANDA MEDIA		DEMANDA MÁXIMA	
POTENCIA A DESLASTRAR						
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
ALANGASÍ	6,98	1,58	8,10	3,34	11,66	3,40
TABABELA	1,07	0,24	2,41	1,02	11,35	3,31
EPMAPS	6,07	3,91	12,14	6,62	18,21	9,23
TOTAL	14,12	5,73	22,65	10,98	41,22	15,94

Para el escenario de demanda mínima la carga a desconectar será:

1. Subestación Alangasí: 6,98 MW (100% de su potencia en demanda mínima)
2. Una línea de bombeo de la EPMAPS: 6,07 MW
3. Subestación Tababela: 1,07 MW (6% de su potencia en demanda mínima)

Para el escenario de demanda media la carga a desconectar será:

1. Subestación Alangasí: 8,10 MW (100% de su potencia en demanda media)
2. Dos líneas de bombeo de la EPMAPS: 12,14 MW
3. Subestación Tababela: 2,41 MW (13% de su potencia en demanda media)

Para el escenario de demanda máxima la carga a desconectar será:

1. Subestación Alangasí: 22,66 MW (100% de su potencia en demanda máxima)
2. Tres líneas de bombeo de la EPMAPS: 18,21 MW
3. Subestación Tababela: 11,35 MW (41% de su potencia en demanda máxima)

Como se puede observar, en los tres escenarios de demanda se considera como principal potencia a desconectar el 100% de la carga de Alangasí, debido a que esta no es considerada como una carga prioritaria dentro del sistema eléctrico de la EPMAPS. Respecto a la carga de la EPMAPS, cuando el sistema quede aislado del SNI, para los tres escenarios el sistema quedaría operando únicamente con una línea de bombeo, la posibilidad del ingreso de una segunda línea se analizará en el siguiente apartado de este estudio.

Por otro lado, la carga de Tababela al tratarse de una carga importante para la ciudad y el país, se ha planteado un análisis que incluya la menor cantidad de desconexión de carga posible, es así que, en el escenario de demanda mínima la potencia a seccionar es de apenas el 6%, sin embargo, en el escenario de demanda máxima, tomando en cuenta las condiciones extremas a las que se ve expuesto el sistema se debe desconectar el 41% de la carga para que el sistema pueda continuar operativo. Para los tres escenarios, cuando el sistema de la EPMAPS quede aislado del SNI la carga de Tababela será únicamente de alrededor 9 MW.

En la Figura 3.22 se puede observar la frecuencia eléctrica cuando el sistema queda aislado del SNI en los escenarios de demanda mínima, media y máxima, una vez que se ha aplicado el esquema de seccionamiento de carga; al tiempo $t = 1 \text{ s}$ se simula un corto-circuito trifásico en la línea “*Santa Rosa – El Carmen*”, la cual es

despejada instantáneamente por la protección de distancia disponible en esta línea al tiempo $t = 1,08 \text{ s}$, en este momento la frecuencia del sistema empieza a decaer, sin embargo, cuando el relé detecta un valor de $f = 59,4 \text{ Hz}$ se aplica el esquema de seccionamiento de carga, lo cual permite que la frecuencia se recupere y finalmente al tiempo $t = 16 \text{ s}$ se pueda considerar estable.

Se observa que en el escenario de demanda máxima se presenta la condición más crítica donde la frecuencia disminuye a un valor de $58,09 \text{ Hz}$, sin embargo, este valor no haría actuar a las protecciones por baja frecuencia de los generadores, ya que se encuentran ajustadas a 57 Hz , por otro lado, el valor más alto de sobre frecuencia se presenta en el escenario de demanda media, donde la frecuencia alcanza un valor de $60,6 \text{ Hz}$, valor que tampoco accionaría la protección por sobre frecuencia de los generadores Recuperadora y El Carmen ya que su ajuste se encuentra en 61 Hz .

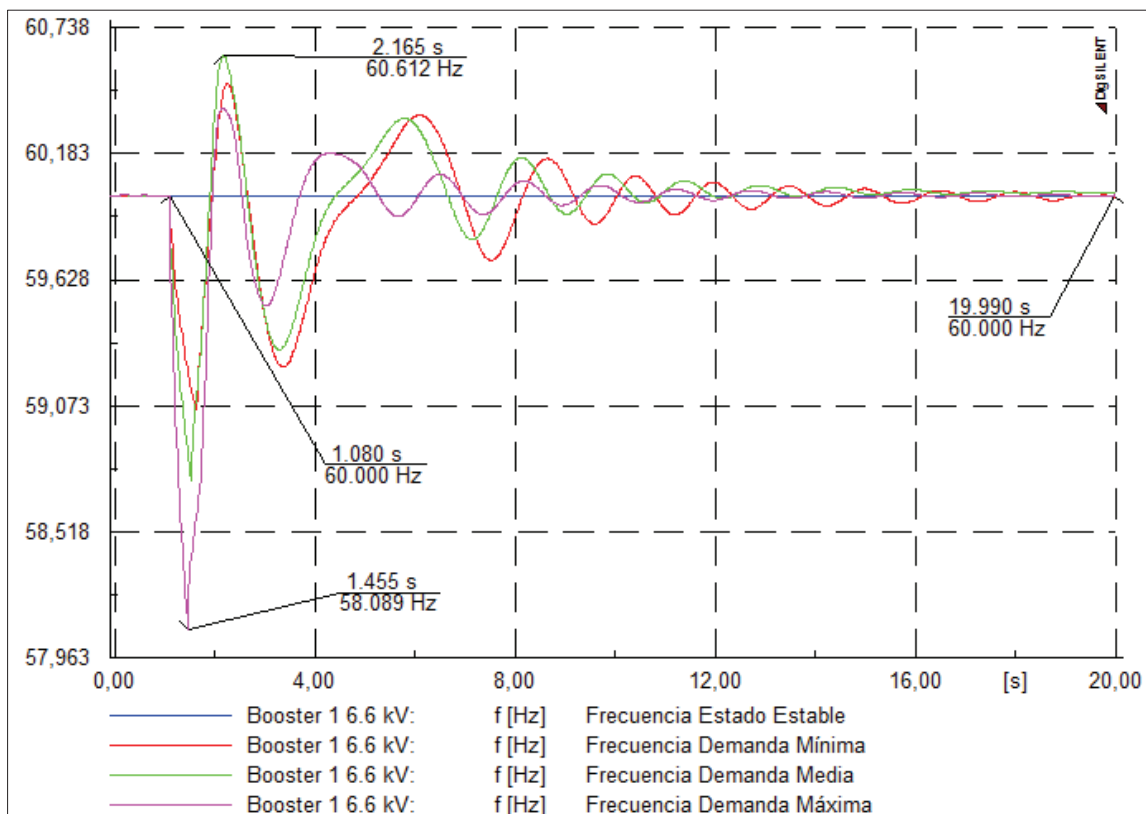


Figura 3.22 Frecuencia eléctrica – Esquema de Seccionamiento de Carga

El despacho de los generadores Recuperadora y El Carmen para las condiciones de demanda mínima, media y máxima, luego de haber aplicado el esquema de seccionamiento de carga, se muestra en la Tabla 3.14.

Tabla 3.14 Despacho generadores – Esquema de seccionamiento de carga

EPMAPS	DEMANDA MÍNIMA		DEMANDA MEDIA		DEMANDA MÁXIMA	
GENERACIÓN						
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
RECUPERADORA	14,00	2,14	14,26	4,54	14,19	2,97
CARMEN	7,98	1,28	8,32	2,02	8,22	1,53
TOTAL GENERACIÓN	21,98	3,42	22,58	6,56	22,40	4,50

3.6.1.1.1 Ajustes del relé de protección

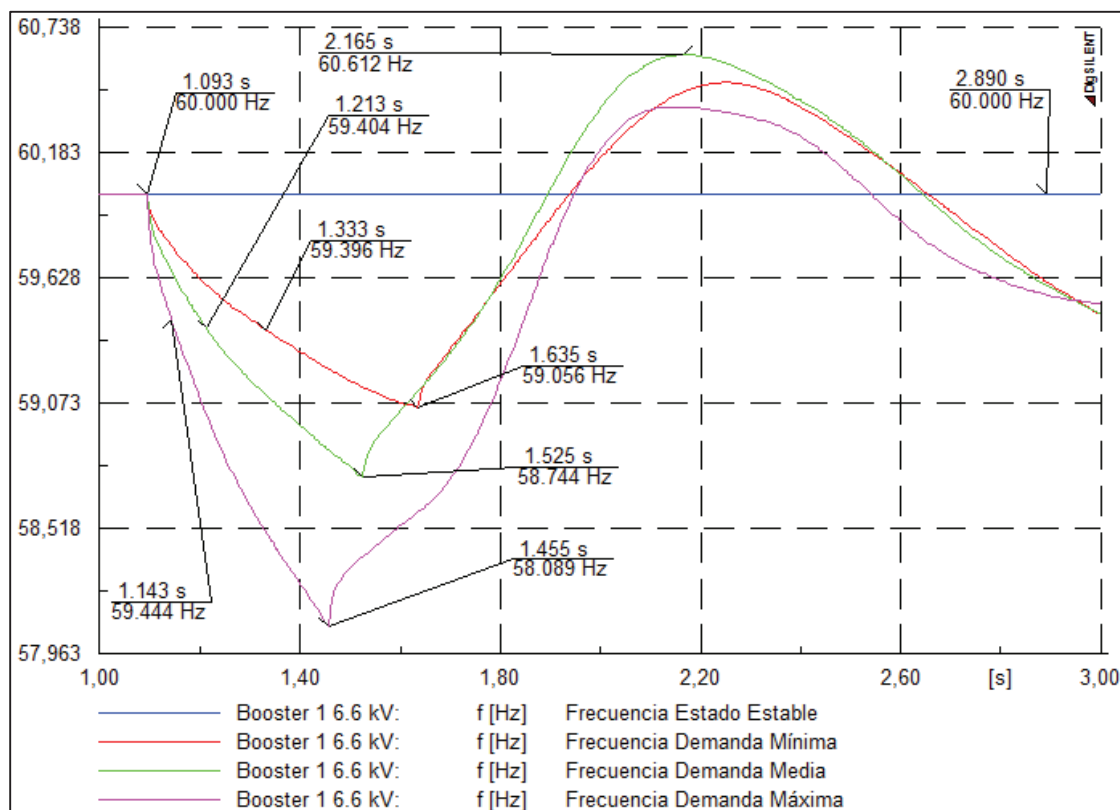


Figura 3.23 Ajuste relé de protección – Esquema de seccionamiento de carga

Para determinar los ajustes del relé de frecuencia, se considera calcular inicialmente los valores de las pendientes de caída de frecuencia en los tres escenarios de demanda, estos valores representan los df/ft con los cuales será ajustado el relé de frecuencia, tal como se observa en la Figura 3.23.

Cuando la frecuencia llegue a $59,4\text{ Hz}$, el relé calcula el valor de df/ft y dependiendo del valor que detecte enviará la señal de disparo a los interruptores de carga.

Para un adecuado ajuste del relé de frecuencia se debe considerar que por condiciones propias del SEP se pueden presentar eventos transitorios que resulten en valores bajos de frecuencia por períodos muy cortos de tiempo, el relé debe ser capaz de discriminar esta clase de eventos en los que no se debe accionar el esquema de seccionamiento de carga.

Es por ello que se ha considerado un tiempo $t = 300\text{ ms}$ desde que el relé detecta el valor de $f = 59,4\text{ Hz}$ hasta que se realiza la desconexión de la carga, de los cuales 150 ms es el tiempo en el cual podría darse un evento transitorio que no debe provocar el accionamiento del esquema de seccionamiento de carga, 50 ms se considera el tiempo de apertura de los disyuntores y 100 ms corresponden al tiempo de procesamiento del sistema de control para el seccionamiento de carga (relé y/o PLC).

El relé de frecuencia a implementar deberá ser selectivo y tendrá dos restricciones para poder enviar la señal de disparo, tanto la medición del valor de la frecuencia del sistema, como el valor de su pendiente de caída. Únicamente cuando estas dos condiciones se cumplan, el relé enviará la señal de disparo a los interruptores asociados.

El relé de frecuencia ha sido ajustado para los tres escenarios de demanda del sistema, es así que dependiendo del valor de df/ft que detecte podrá enviar el

disparo de desconexión de carga según sea el escenario en el que se presente la contingencia, los ajuste del relé de frecuencia se muestran en la Tabla 3.15.

Tabla 3.15 Ajuste de esquema de seccionamiento de carga – relé de frecuencia

	Frecuencia	df/ft	Potencia a Deslastrar
1	$f < 59,4 \text{ Hz}$	$df/ft > -1 \text{ Hz/s}$	15 MW
2	$f < 59,4 \text{ Hz}$	$df/ft > -3 \text{ Hz/s}$	23 MW
3	$f < 59,4 \text{ Hz}$	$df/ft > -6 \text{ Hz/s}$	42 MW

3.6.2 CONDICIONES PARA OPERACIÓN EN FORMA DE ISLA ELÉCTRICA

Para que el sistema eléctrico de la EPMAPS pueda operar en modo de isla eléctrica, se deben cumplir las siguientes condiciones:

1. De acuerdo a la operación actual, el sistema eléctrico de la EPMAPS puede quedar aislado del SNI cuando se produzca una falla eléctrica o debido a una operación en la línea “*Santa Rosa – El Carmen*”, para esto es menester que el esquema de seccionamiento de carga recomendado en el apartado anterior se encuentre operativo.
2. En el caso de que el esquema de seccionamiento de carga planteado no llegue a funcionar, el sistema quedaría aislado del SNI y tendría que ser restablecido en condición de isla a través del arranque autónomo de las unidades de generación Recuperadora y El Carmen.
3. Debe encontrarse operativa únicamente una línea de bombeo del sistema de la EPMAPS (demanda 6,07 MW).
4. Partiendo de que las unidades de generación Recuperadora y El Carmen deben estar en servicio para poder realizar alguna operación en el sistema,

es necesario que entre las dos unidades se disponga de una reserva mínima de al menos 6,07 MW, reserva que permitirá realizar el ingreso de una segunda línea de bombeo.

5. La carga de la subestación Tababela tendrá una demanda máxima de 9 MW.
6. La carga de Alangasí debe estar fuera de servicio.

3.6.3 CASOS DE ESTUDIO

Para analizar la viabilidad de la operación en forma de isla del sistema eléctrico de la EPMAPS, se plantean tres casos de estudio resumidos en la Tabla 3.16 y que se pueden observar en la Figura 3.24, en cada uno de ellos se analizará variables eléctricas que permitan determinar el comportamiento dinámico del sistema.

Tabla 3.16 Casos de estudio EMAPS en red aislada

Casos de Estudio	Descripción
Caso 1	Arranque de un motor asincrónico de 3600 HP (2800 kW) en Estación Booster 2
Caso 2	Falla monofásica Línea de Transmisión "Torre 83 -Tababela"
Caso 3	Falla trifásica Línea de Transmisión "Torre 83 -Tababela"

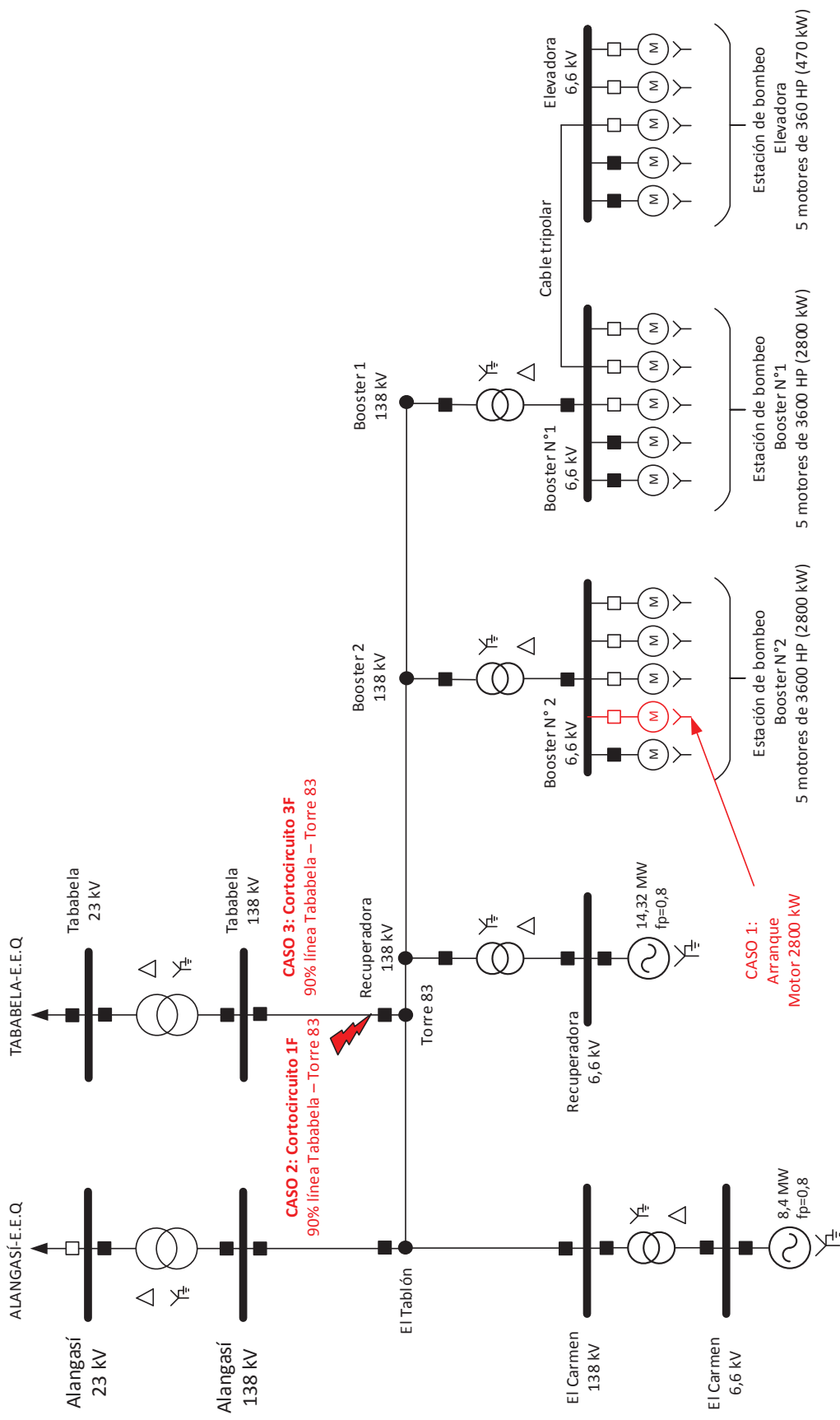


Figura 3.24 Esquema general sistema eléctrico de la EPMAPS – Casos de estudio

3.6.3.1 Criterios de Aceptación para Análisis de Resultados

Para evaluar los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas se utilizará los siguientes criterios:

- De acuerdo a las recomendaciones de la *IEEE Std.141-1993*, se debe asegurar que la caída de voltaje durante el arranque del motor no afecte a otras cargas, para ello, el voltaje a pie de motor debe ser mayor al 80% del voltaje nominal y en las barras de generación mayor al 93%.
- En el estándar *IEEE Std.141-1993*, se recomienda que la potencia nominal del generador (kW) debe ser seis veces mayor que la potencia del motor (kW) que se va a arrancar, para asegurar que el arranque del motor no afecte a ninguno de los componentes del sistema eléctrico de potencia.
- El valor de la frecuencia durante el proceso de arranque del motor, no debe superar los umbrales ajustados en la protección por baja y sobre frecuencia del grupo turbina – generador, en el caso de los generadores del sistema eléctrico de la EPMAPS el ajuste de la protección por baja frecuencia es 57 Hz y el ajuste por sobre frecuencia es 61 Hz.
- Para regulación de frecuencia en estado de emergencia y en caso de una separación del SNI en subsistemas, se debe asegurar una banda de regulación de $\pm 0,3$ Hz en estado estable [12].
- En el caso de la separación angular se considera que un sistema de potencia permanece estable luego de una perturbación, si las diferencias entre los ángulos de los rotores de los generadores con respecto al generador de referencia (Recuperadora) son menores a 180° [1].

3.6.3.2 Caso 1: Arranque de Motor 3600 HP Estación Booster 2

El estudio de arranque de motores tiene como objetivo simular el comportamiento dinámico de las máquinas de inducción desde el momento que entran en operación hasta alcanzar su velocidad nominal. A partir de estos resultados se determinará la caída de voltaje en las barras de generación y carga, el comportamiento de la frecuencia, la potencia activa y reactiva de los generadores, así como también las principales variables en el motor, que son: velocidad, corriente, potencia activa y reactiva.

El ingreso de una segunda línea de bombeo al sistema eléctrico de la EPMAPS involucra el arranque de tres motores, mismos que entrarán en operación en el siguiente orden:

1. motor de 600 HP (470 kW) de la estación Elevadora,
2. motor de 3600 HP (2800 kW) de la estación Booster No.1, y finalmente,
3. motor de 3600 HP (2800 kW) de la estación Booster No.2.

Se realiza la modelación de los motores en el software *Power Factory de DIgSILENT* y se desarrolla las simulaciones del arranque en el módulo de “*Estabilidad Transitoria*” bajo las condiciones detalladas en el apartado 3.6.2. Los motores de las estaciones Elevadora, Booster 1 y Booster 2, cuentan con un tipo de arranque directo, esta es la condición más crítica dentro del análisis de arranque de motores, ya que implica una corriente de arranque del motor de 3 a 6 veces la corriente nominal [5].

3.6.3.2.1 Condiciones iniciales

Una vez que el sistema eléctrico de la EPMAPS quede aislado del SNI, las condiciones iniciales de generación y carga que se utilizará para simular el arranque de un motor de la estación Booster 2, se señala en la Tabla 3.17.

Tabla 3.17 Condiciones iniciales sistema eléctrico EPMAPS – arranque motor

Condiciones Iniciales Generación - Carga		
GENERACIÓN		
	MW	MVAr
RECUPERADORA	12,78	-0,91
EL CARMEN	6,00	3,17
TOTAL GENERACIÓN	18,78	2,26
CARGA		
TABABELA	9,00	2,00
EPMAPS	9,34	4,80
PÉRDIDAS	0,44	-
INYECCIÓN REACTIVOS	-	-4,54
TOTAL CARGA	18,78	2,26

Como se puede observar en la Tabla 3.17, los generadores Recuperadora y El Carmen se encuentran entregando alrededor del 80% de su potencia nominal, por lo que están en capacidad de arrancar el motor No. 2 de 3600 HP de la Estación Booster No. 2, el generador de Recuperadora se encuentra absorbiendo potencia reactiva, debido a que el sistema inyecta una alta cantidad de reactivos capacitivos por sus líneas de transmisión.

Con respecto a la carga del sistema eléctrico de la EPMAPS, se considera que se encuentra en operación la primera línea de bombeo y los motores de 600 HP y de 3600 HP de las estaciones Elevadora y Booster No.1 respectivamente, en este punto se realiza la simulación para la peor condición operativa, es decir, el arranque del motor No. 2 de 3600 HP de la Estación Booster No. 2.

Se inicia simulación al tiempo $t = 1 s$, y se considera un tiempo de cierre de los interruptores de 50 ms, con lo cual el arranque del motor inicia a partir del tiempo $t = 1,05 s$.

3.6.3.2.2 *Análisis de Resultados*

Como se puede observar en la Figura 3.25, los valores de baja y sobre frecuencia que alcanza el sistema son $f = 59,26 \text{ Hz}$ y $f = 60,11 \text{ Hz}$ respectivamente, mismos que se encuentran dentro de los valores de ajuste de la protección de baja y sobre frecuencia del grupo turbina – generador ($f = 57 \text{ Hz}$ y $f = 61 \text{ Hz}$).

Al tiempo $t = 16,073 \text{ s}$ la respuesta de frecuencia ya no presenta oscilaciones y se encuentra dentro de la banda de regulación establecida por el CONELEC para sistemas aislados, finalmente la frecuencia alcanza un valor de $f = 59,975 \text{ Hz}$ al tiempo $t = 50 \text{ s}$.

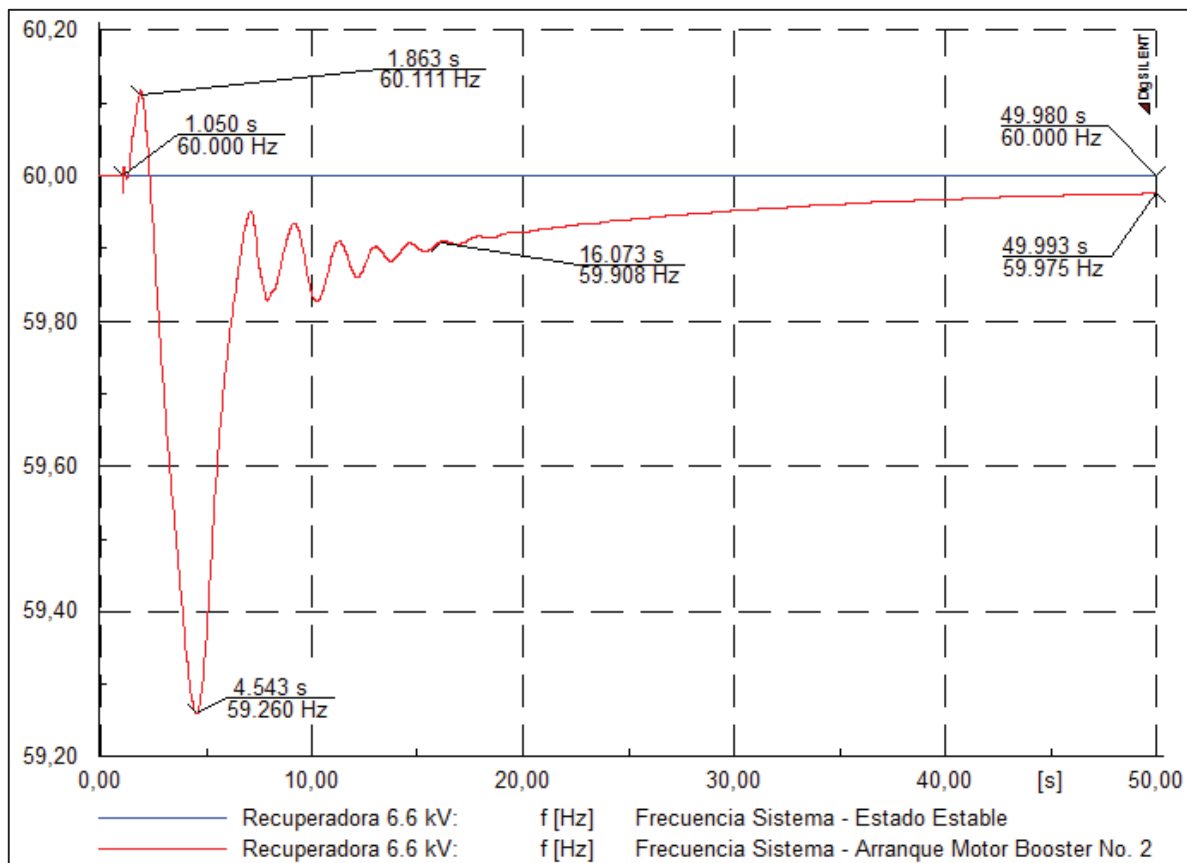


Figura 3.25 Frecuencia sistema – Arranque motor Estación Booster No. 2

Al analizar los resultados cabe recalcar que, al disminuir la frecuencia en el arranque a un valor de $f = 59,26 \text{ Hz}$, será necesario que el sistema de seccionamiento de

carga se encuentre deshabilitado, esto con el fin de que el relé de frecuencia no actúe erróneamente en el momento del arranque del motor.

Como se puede observar en la Figura 3.26, los valores iniciales del ángulo del rotor de las unidades de generación Recuperadora y El Carmen son $38,735^\circ$ y $25,895^\circ$ respectivamente; posterior al arranque, el ángulo del generador de El Carmen alcanza un valor de $31,073^\circ$, mientras que el ángulo del generador de Recuperadora al ser la máquina de referencia, regresa a su valor inicial.

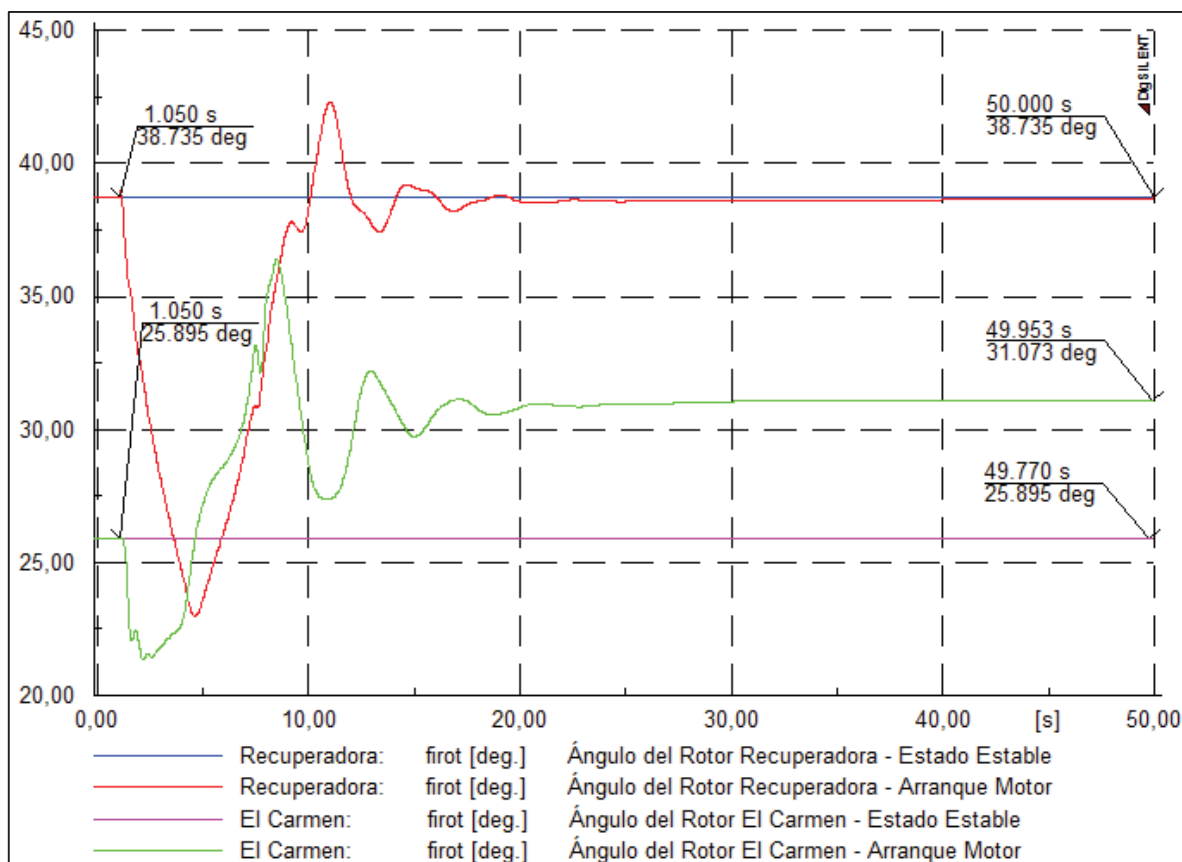


Figura 3.26 Ángulo de rotor en unidades de generación Recuperadora y El Carmen

En la Figura 3.27 se observa la diferencia entre el ángulo del rotor del generador Recuperadora y el ángulo del rotor del generador El Carmen, donde se puede apreciar que la máxima diferencia angular es $14,902^\circ$, de acuerdo a los criterios de

aceptación citados en el apartado 3.6.3.1, al tener una diferencia angular menor a 180° , se concluye que el sistema es estable y no pierde sincronismo al arrancar un motor de 3600 HP.

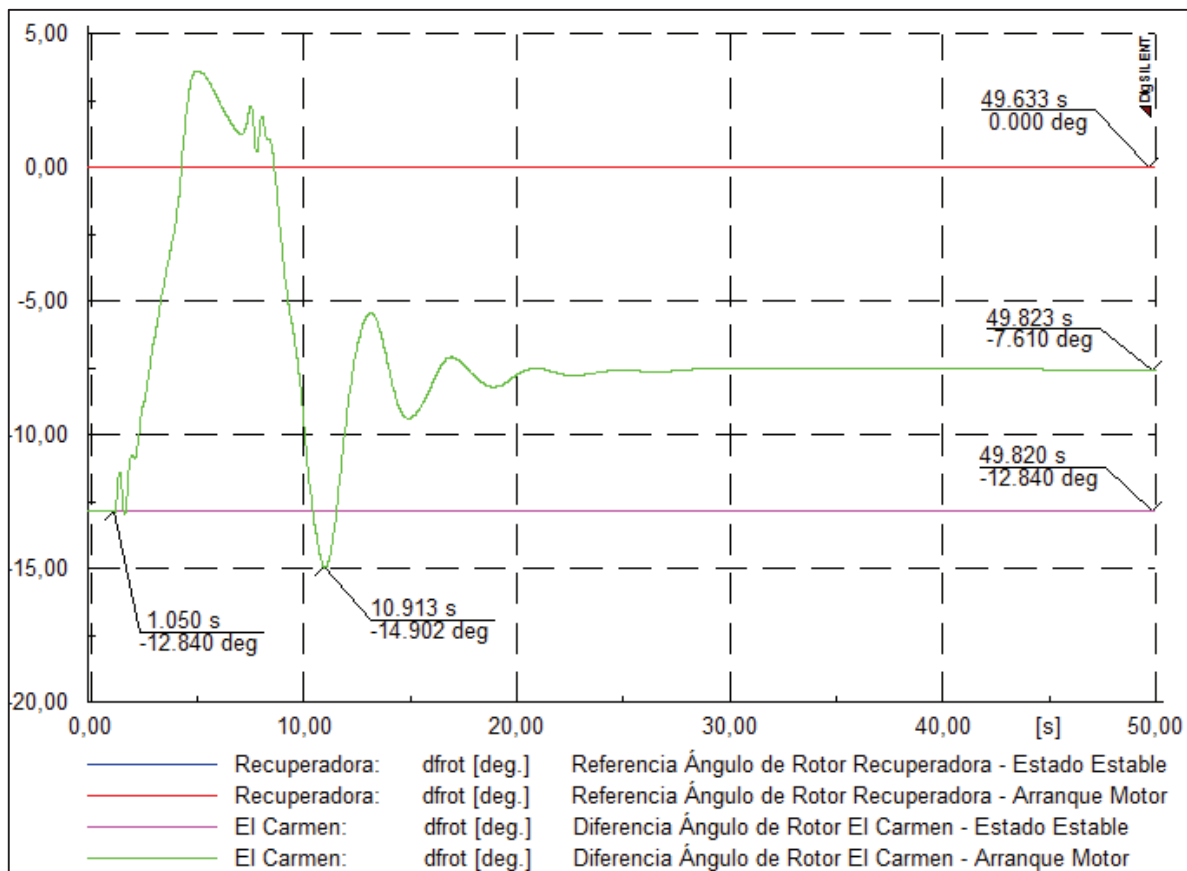


Figura 3.27 Diferencia angular unidades de generación Recuperadora y El Carmen

En la Figura 3.28 se observa la respuesta de las variables del motor cuando este pasa de un estado de apagado hasta el momento de su arranque, la potencia activa que demanda el motor para el arranque es del 65% adicional de su potencia nominal, aún más crítico es el requerimiento de potencia reactiva, ya que el valor que demanda el motor para arrancar es de 16 MVAR, por otro lado la corriente necesaria para el arranque es de 5 veces la corriente nominal del motor (283 A), finalmente se puede observar que el motor si logra arrancar al tiempo $t = 7,573 s$, punto en el cual el motor alcanza su velocidad nominal sin causar ninguna inestabilidad al sistema eléctrico de la EPMAPS.

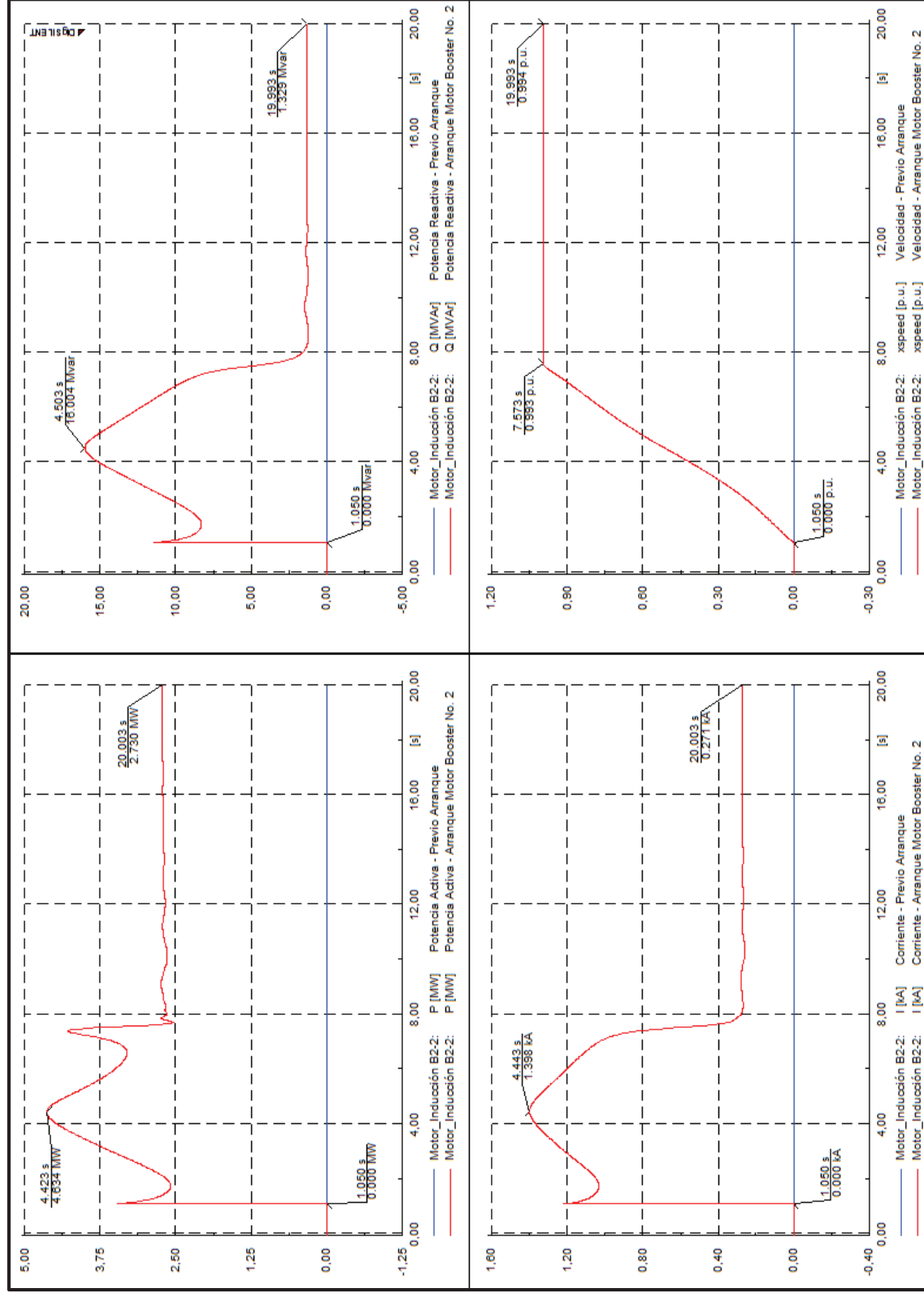


Figura 3.28 Respuesta temporal principales variables – Arranque Motor en Estación Booster No. 2

En la Figura 3.29 se muestra el voltaje en las barras de carga del sistema, tanto en estado estable como el proceso de arranque del motor, se evidencia que el voltaje en las barras de carga en el momento del arranque disminuye a un valor por debajo de 0,8 p.u., el valor de voltaje más bajo se presenta en la misma barra donde se lleva a cabo el arranque del motor Booster No. 2.

Tomando en cuenta el criterio de aceptación mencionado en el apartado 3.6.3.1, los valores de voltaje en las barras de carga no cumplirían los valores aceptables sugeridos por el estándar de la *IEEE Std. 141-193*, sin embargo, considerando que se trata de la operación de un sistema aislado con un valor de inercia bajo, donde cualquier contingencia u operación le resta estabilidad al sistema, los valores a los que descende el voltaje en las barras se consideran aceptables durante el período transitorio (tiempo de arranque del motor), ya que posterior al arranque del motor, el voltaje en las barras de carga regresa a un valor de 0,97 p.u.

En la Figura 3.30 se observa el comportamiento de los generadores de las centrales Recuperadora y El Carmen en estado estable y en el proceso de arranque del motor, como se puede evidenciar, la potencia requerida por el motor en el momento del arranque obliga a las máquinas a entregar el 6% y el 4% adicional de su potencia nominal respectivamente, durante un tiempo de 1,5 s.

En base al historial de operaciones de los generadores de la EPMAPS, esta operación es posible, ya que se ha llegado a sobre cargar a los generadores hasta con un 7% cada uno; finalmente, el voltaje en las barras de generación a pesar de descender a un valor de 0,83 p.u. durante el arranque, alcanza un valor de 1 p.u. en el estado estable.

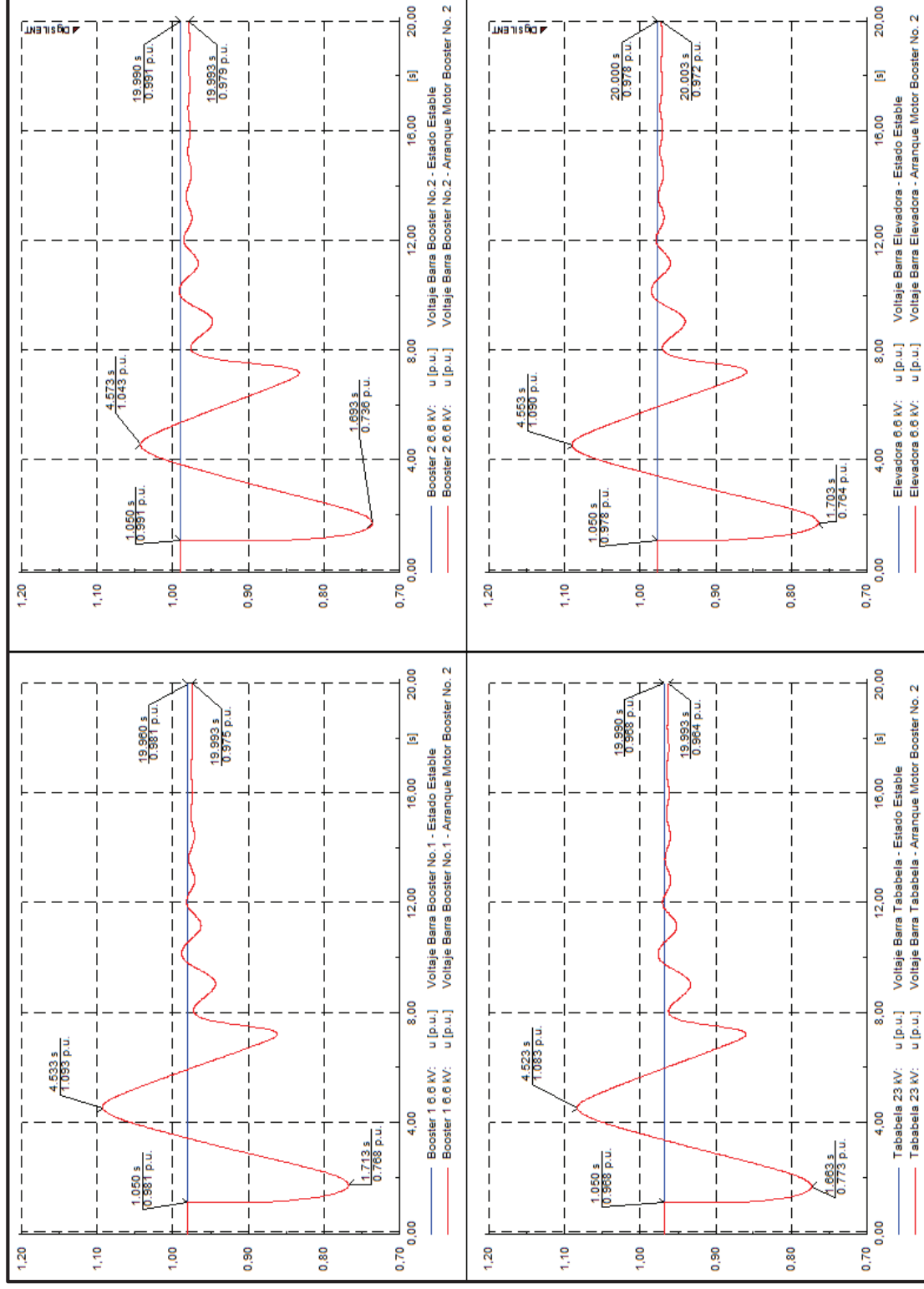


Figura 3.29 Respuesta temporal en barras de carga sistema eléctrico EPMAPS– Arranque Motor Estación Booster No. 2

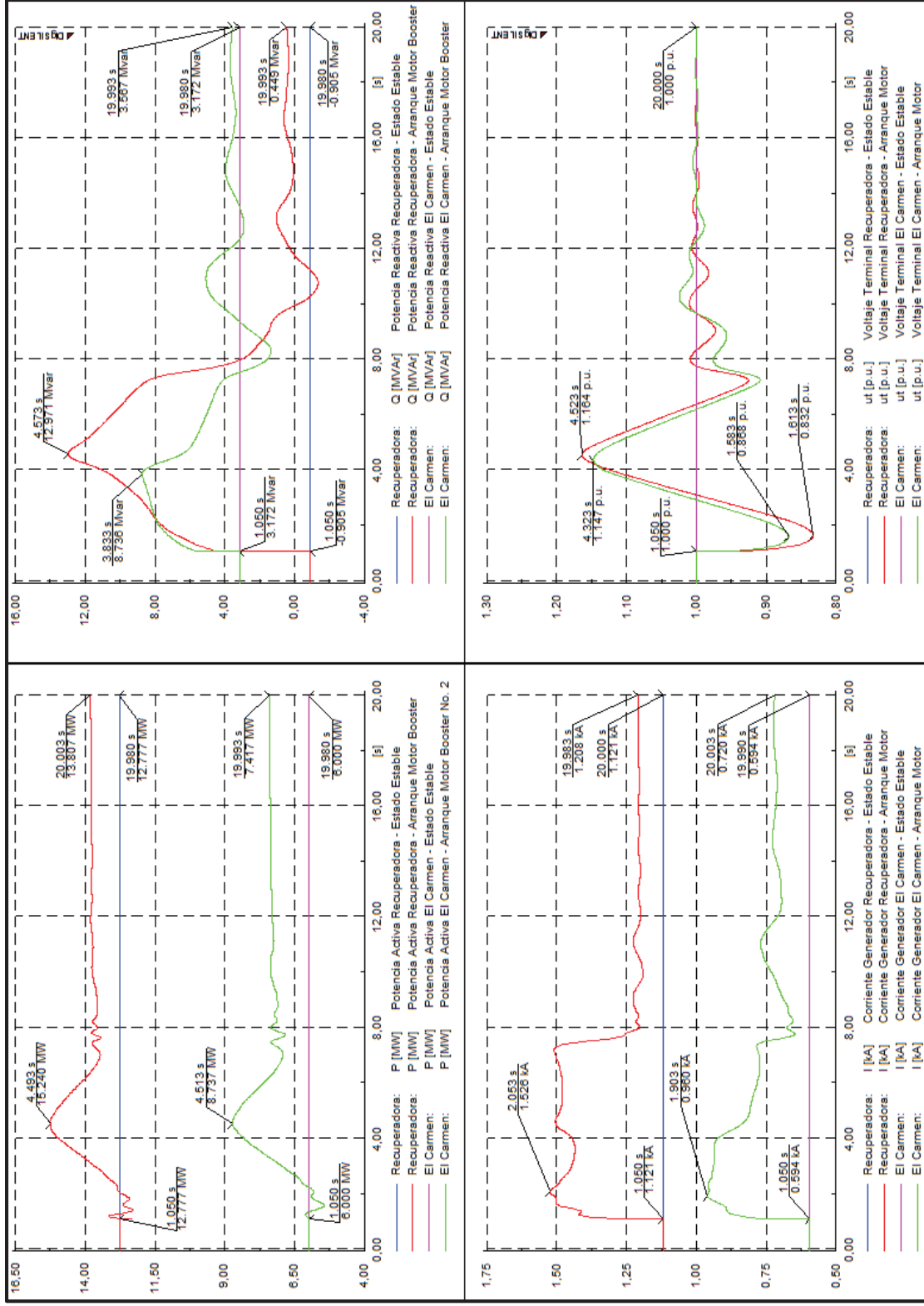


Figura 3.30 Respuesta temporal en principales variables generadores Recuperadora y El Carmen – Arranque Motor Estación Booster No. 2

3.6.3.3 Caso 2: Falla Monofásica Línea de Transmisión “Torre 83–Tababela”

Con la finalidad de analizar la operación en modo de isla del sistema eléctrico de la EPMAPS, se simula una falla monofásica no sostenida en la línea de transmisión “Torre 83 – Tababela”.

3.6.3.3.1 Condiciones Iniciales

Las condiciones iniciales de generación y carga del sistema eléctrico de la EPMAPS que se utilizarán para simular el cortocircuito monofásico, se detallan en la Tabla 3.18, donde se puede observar, que la carga del sistema eléctrico de la EPMAPS considera la operación de dos líneas de bombeo.

Tabla 3.18 Condiciones iniciales sistema eléctrico EPMAPS - Cortocircuito

Condiciones Iniciales Generación - Carga		
GENERACIÓN		
	<u>MW</u>	<u>MVar</u>
RECUPERADORA	13,73	0,60
EL CARMEN	7,80	3,63
TOTAL GENERACIÓN	21,53	4,23
CARGA		
TABABELA	9,00	2,00
EPMAPS	12,14	6,16
PÉRDIDAS	0,39	-
INYECCIÓN REACTIVOS	-	-3,93
TOTAL CARGA	21,53	4,23

Se considera como la peor condición, una falla monofásica sin impedancia de puesta a tierra (cortocircuito monofásico franco), al 90% de la línea “Tababela – Torre 83” vista desde Tababela.

La simulación inicia al tiempo $t = 1 s$, donde se realiza una falla monofásica en la Fase *a*, la cual es despejada al tiempo $t = 1,05 s$, mientras que el re-cierre de la línea de transmisión se realiza al tiempo $t = 1,35 s$, tal como se muestra en la Tabla 3.19.

Tabla 3.19 Tiempos de despeje y reconexión – falla monofásica

Tipo de Falla	Tiempo Inicial [s]	Tiempo de Despeje [s]	Tiempo de Reconexión [s]
Monofásica	1,00	1,05	1,35

3.6.3.3.2 Análisis de Resultados

La Figura 3.31 muestra la respuesta de frecuencia luego de simular una falla monofásica en la línea de transmisión “Torre 83 – Tababela”, donde se puede observar que la falla se despeja al tiempo $t = 1,05 s$ y se re-cierra la línea al tiempo $t=1,350$, además, se evidencia que los valores de baja y sobre frecuencia que alcanza el sistema son $f = 59,798 Hz$ y $f = 60,463 Hz$ respectivamente, mismos que se encuentran dentro de los valores de ajuste de la protección de baja y sobre frecuencia del grupo turbina – generador ($f = 57 Hz$ y $f = 61 Hz$).

Adicionalmente, en la Figura 3.31 se observa la diferencia entre el ángulo del rotor del generador Recuperadora y el ángulo del rotor del generador El Carmen, donde se puede apreciar que la máxima diferencia angular es $9,170^\circ$, de acuerdo a los criterios de aceptación citados en el apartado 3.6.3.1, al tener una diferencia angular menor a 180° , se concluye que el sistema es estable y no pierde sincronismo al presentarse una falla monofásica en la línea de transmisión “Torre 83 – Tababela”.

En la Figura 3.32 se observa el comportamiento de las principales variables de los generadores de las centrales Recuperadora y El Carmen, como son: la potencia activa, potencia reactiva, corriente y voltaje en terminales; como se puede evidenciar, los generadores responden adecuadamente ante una falla monofásica.

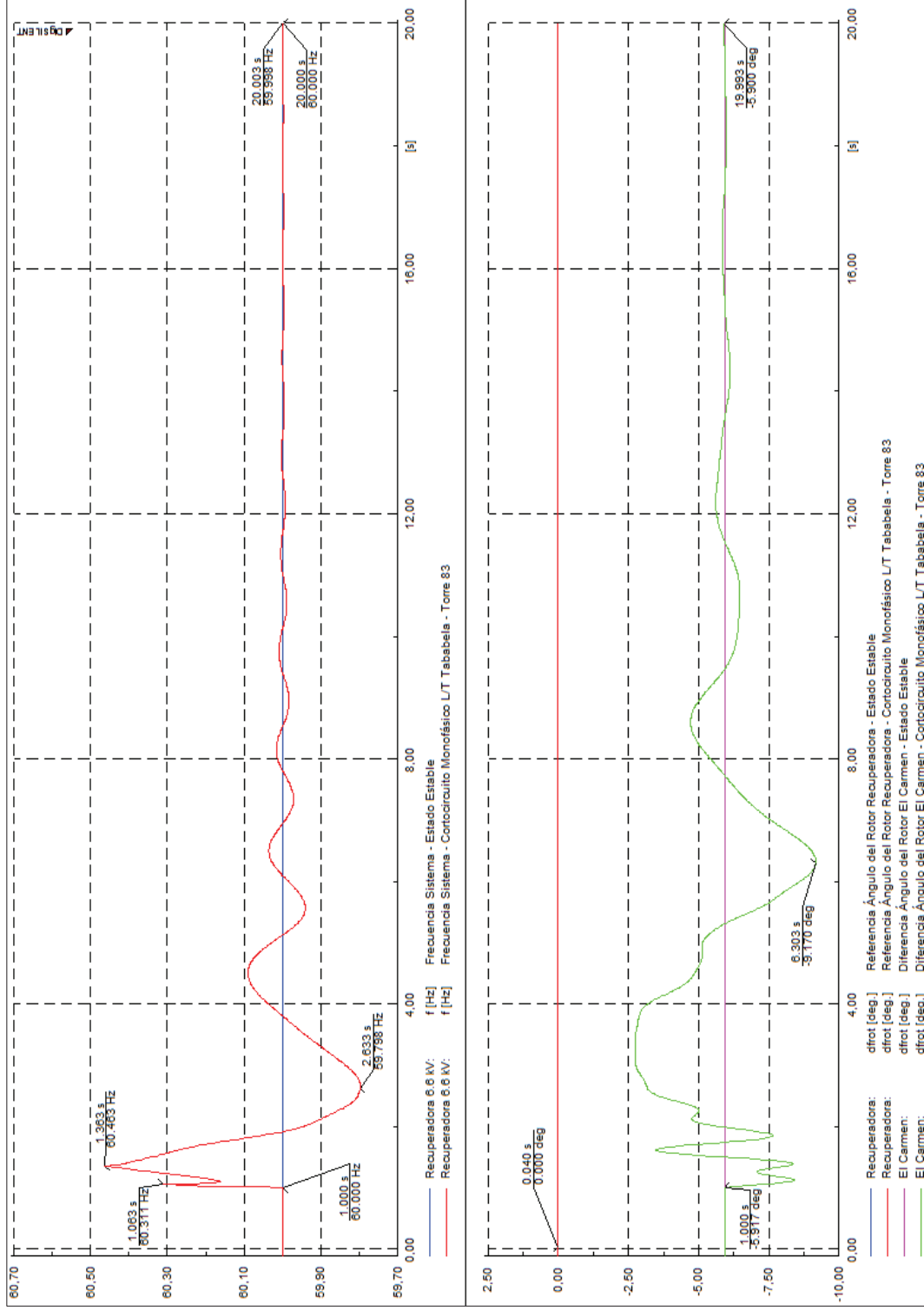


Figura 3.31 Frecuencia y ángulo de rotor en unidades de generación Recuperadora y El Carmen – falla monofásica línea de transmisión “Torre 83 – Tababela”

En la Figura 3.33 se muestra el voltaje en las barras de carga del sistema, tanto en estado estable como en el momento que se simula el cortocircuito, se puede observar que durante el período transitorio la condición más crítica se presenta en la barra de Tababela, donde se observa que el voltaje se reduce a un valor de 0,45 p.u., mientras que en las demás barras de carga el voltaje llega a 0,5 p.u., los valores a los que desciende el voltaje en las barras se consideran aceptables durante el período transitorio, ya que una vez despejada la falla y reconectada la línea de transmisión, el voltaje en las barras de carga regresa a un valor superior a 0,97 p.u.

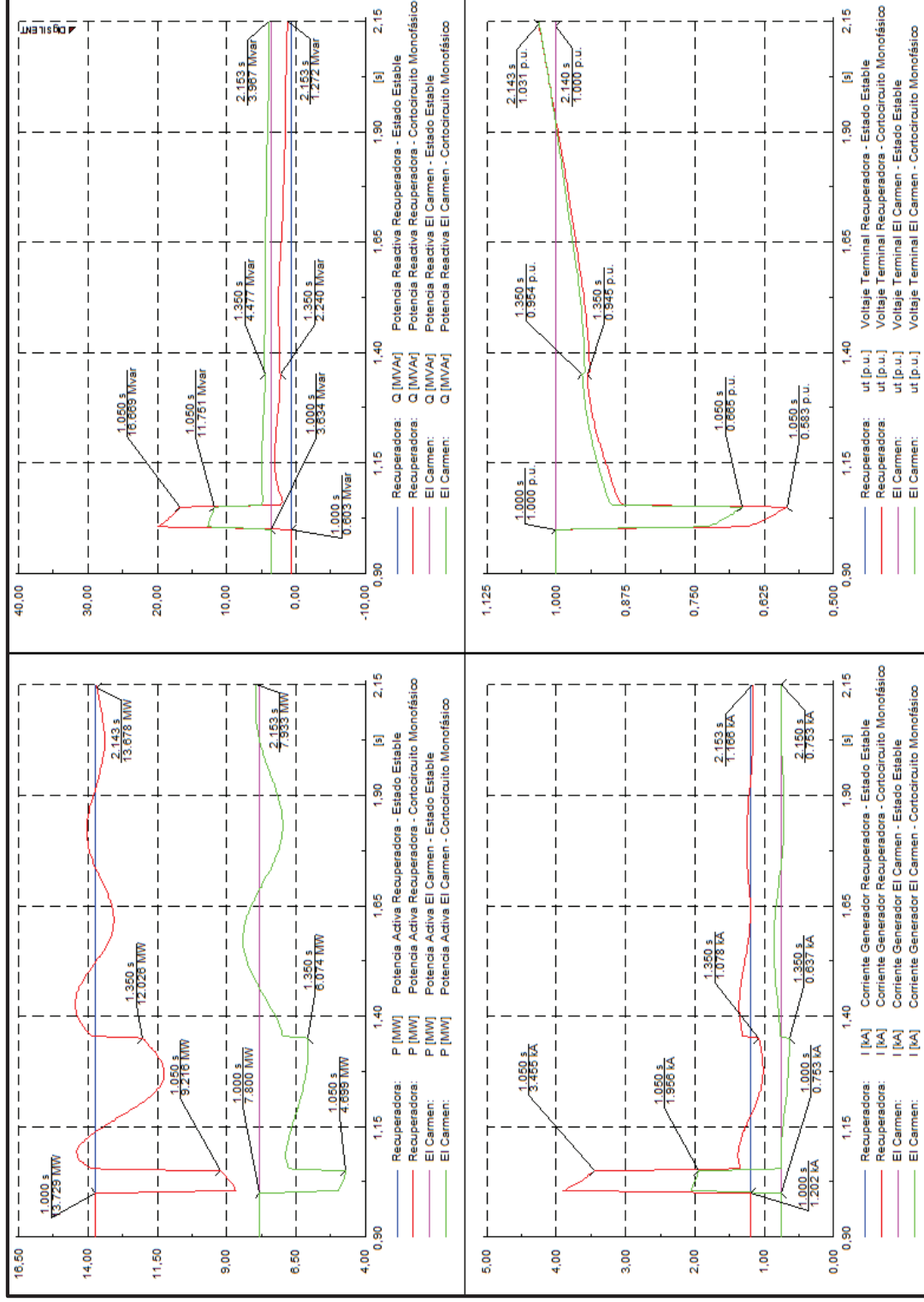


Figura 3.32 Respuesta temporal en principales variables generadores Recuperadora y El Carmen — falla monofásica línea de transmisión “Torre 83 – Tababela”

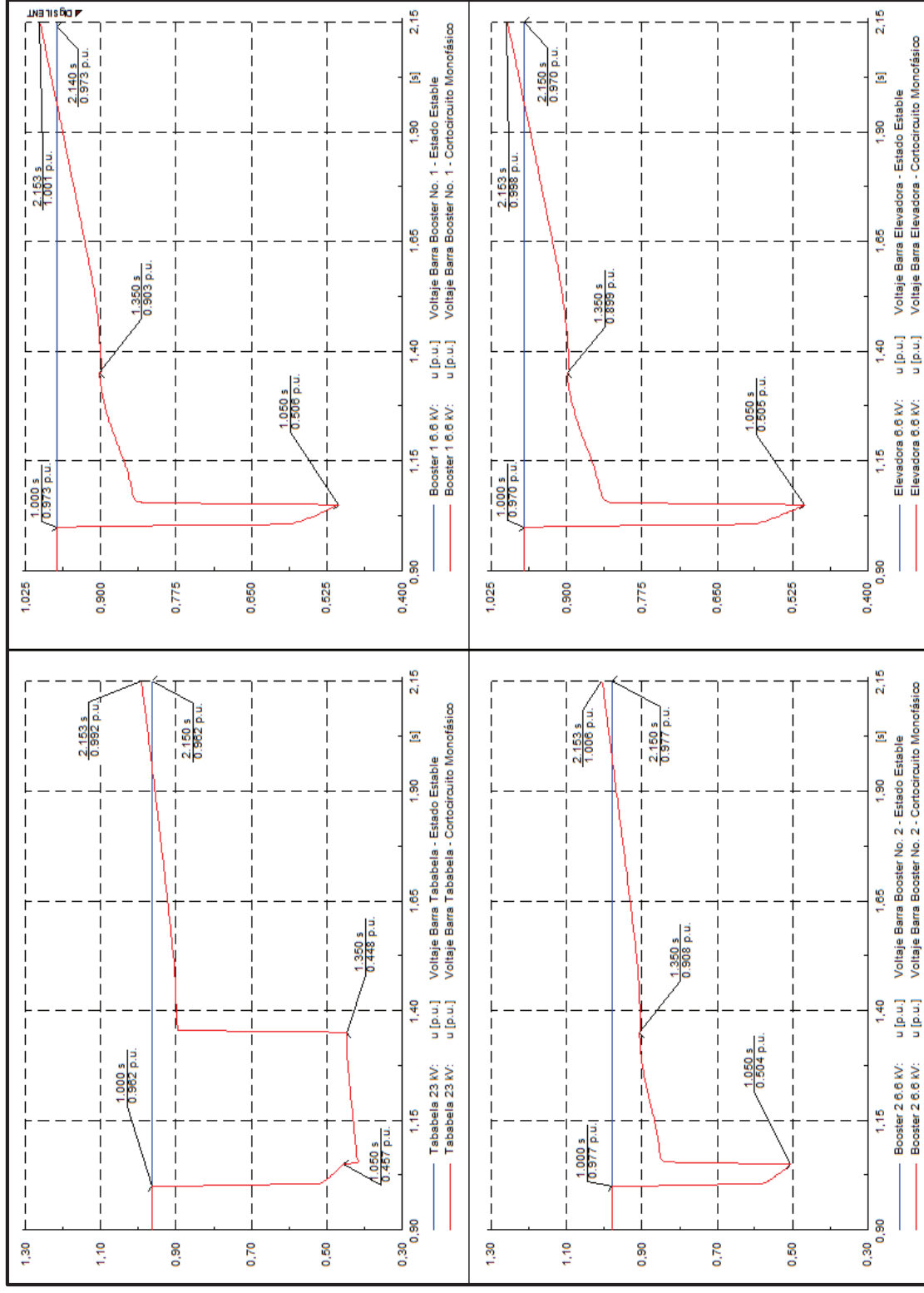


Figura 3.33 Respuesta temporal de voltaje en barras de carga — falla monofásica línea de transmisión “Torre 83 – Tababela”

3.6.3.4 Caso 3: Falla Trifásica Línea de Transmisión “Torre 83–Tababela”

Para complementar el análisis respecto a la operación en forma de isla del sistema eléctrico de la EPMAPS, se simula una falla trifásica no sostenida en la línea de transmisión “Torre 83 – Tababela”, la falla trifásica representa corrientes superiores en comparación a la falla monofásica, es por ello que se incluye dentro de este análisis como una de las condiciones más severas a las que se ve expuesto el sistema eléctrico de la EPMAPS.

3.6.3.4.1 Condiciones Iniciales

Las condiciones iniciales con las que se parte para el análisis son las mismas que se consideró para simular la falla monofásica, detalladas en la Tabla 3.18; de igual forma los tiempos de despeje de la falla y reconexión de la línea de transmisión son los mostrados en la Tabla 3.19. Se considera como la peor condición, una falla trifásica sin impedancia de puesta a tierra (cortocircuito trifásico franco), al 90% de la línea “Tababela – Torre 83” vista desde Tababela.

3.6.3.4.2 Análisis de Resultados

La Figura 3.34 muestra la respuesta de frecuencia luego de simular una falla trifásica en la línea de transmisión “Torre 83 – Tababela”, donde se puede evidenciar que la falla se despeja al tiempo $t = 1,05 s$ y se re-cierra la línea al tiempo $t = 1,350 s$, además, se puede observar que los valores de baja y sobre frecuencia que alcanza el sistema son $f = 59,593 Hz$ y $f = 61,086 Hz$ respectivamente, si bien se presenta un valor de sobre frecuencia superior a $61 Hz$, este valor no haría actuar la protección de sobre frecuencia del grupo turbina – generador, debido a que se trata de un evento transitorio, como tal la protección por baja y sobre frecuencia se encuentra ajustada para soportar durante un tiempo de $0,05 s$ un valor que se encuentre fuera de los rangos ajustados.

Adicionalmente, en la Figura 3.34 se observa la diferencia entre el ángulo del rotor del generador Recuperadora y el ángulo del rotor del generador El Carmen, donde se puede apreciar que la máxima diferencia angular es $12,484^\circ$, que es un valor superior a un evento de falla monofásica, sin embargo, de acuerdo a los criterios de aceptación citados en el apartado 3.6.3.1, la diferencia angular continúa siendo menor a 180° , por lo que se concluye que el sistema es estable y no pierde sincronismo al presentarse una falla trifásica en la línea de transmisión “Torre 83 – Tababela”.

En la Figura 3.35 se observa el comportamiento de las principales variables de los generadores de las centrales Recuperadora y El Carmen, como son: la potencia activa, potencia reactiva, corriente y voltaje en terminales; como se puede evidenciar, los generadores responden adecuadamente ante una falla trifásica.

Finalmente, en la Figura 3.36 se muestra el voltaje en las barras de carga del sistema, tanto en estado estable como en el momento que se simula el cortocircuito, se puede observar que durante el período transitorio la condición más crítica se presenta en la barra de Tababela, donde se observa que el voltaje desciende a un valor de cero debido a que en una falla trifásica se realiza la apertura de los disyuntores de las tres fases, en las demás barras de carga también se evidencia el gran impacto que tiene la falla trifásica en el sistema, ya que el voltaje disminuye a valores de alrededor 0,09 p.u., los valores a los que desciende el voltaje en las barras se consideran aceptables durante el período transitorio ya que una vez despejada la falla y reconectada la línea de transmisión, el voltaje en las barras de carga regresa a un valor superior a 0,97 p.u.

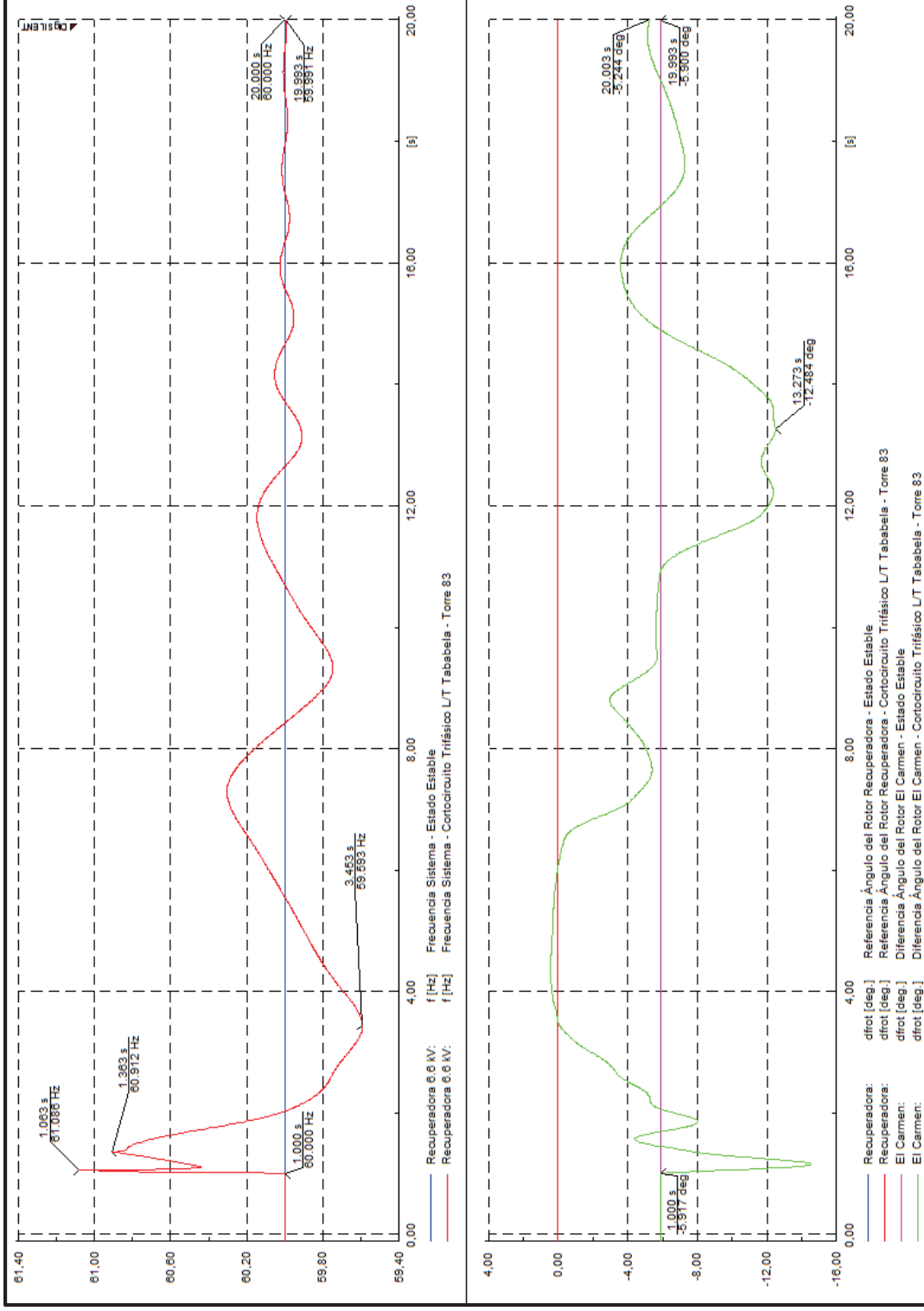


Figura 3.34 Frecuencia y ángulo de rotor en unidades de generación Recuperadora y El Carmen – falla trifásica línea de transmisión “Torre 83 – Tababela”

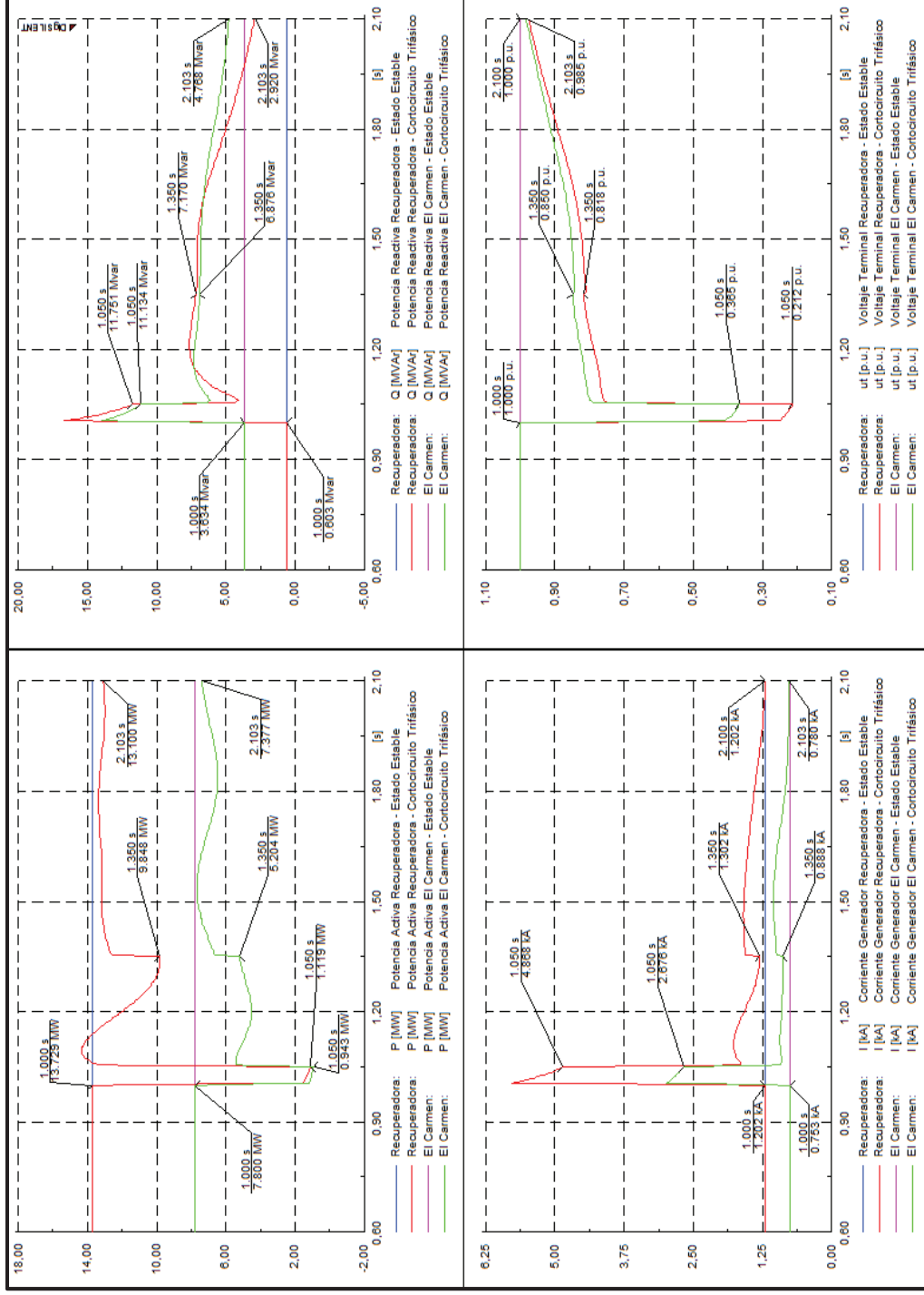


Figura 3.35 Respuesta temporal en principales variables generadores Recuperadora y El Carmen — falla trifásica línea de transmisión “Torre 83 – Tababela”

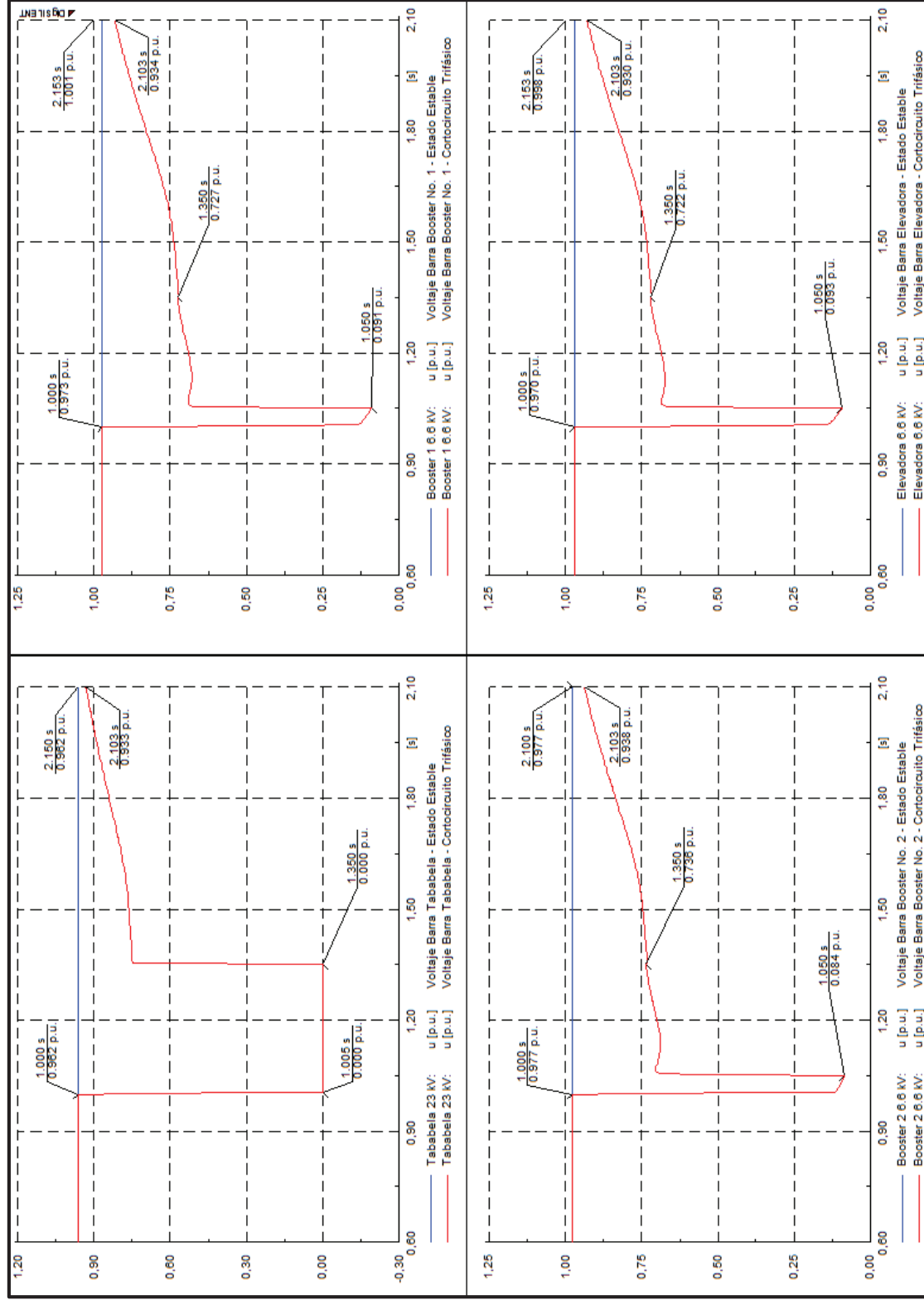


Figura 3.36 Respuesta temporal de voltaje en barras de carga — falla trifásica línea de transmisión “Torre 83 – Tababela”

CAPÍTULO IV

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- El sistema eléctrico de potencia de la EPMAPS actualmente es un vínculo de interconexión irremplazable entre el SNI y algunas cargas de la Empresa Eléctrica Quito, tales como Tababela y Alangasí. En base al análisis de flujos de potencia, se determina que para abastecer la carga de las subestaciones Tababela y Alangasí en los escenarios de demanda mínima, media y máxima, es imperativo que el sistema de la EPMAPS se encuentre conectado al SNI, ya que en una eventual desconexión, la capacidad de las unidades de generación Recuperadora y El Carmen no es suficiente para abastecer estas cargas, considerando que también se debe abastecer la carga propia de la EPMAPS.
- Una perturbación de gran magnitud como es una falla eléctrica en la línea de transmisión “*Santa Rosa – El Carmen*”, provoca que el sistema eléctrico de la EPMAPS quede aislado del SNI, debido al desbalance entre la generación y la carga se produciría el colapso del sistema eléctrico de la EPMAPS, con lo cual el abastecimiento de agua para el DMQ se vería afectado, así como también, el suministro de cargas importantes como es el Aeropuerto Internacional Mariscal Sucre.
- Una vez realizado el análisis se puede concluir que aun cuando se realice una adecuada calibración de los reguladores de velocidad y voltaje de las unidades de generación Recuperadora y El Carmen, esto no será suficiente para que el sistema eléctrico de la EPMAPS pueda operar de forma de isla, la respuesta de los reguladores llevarán al sistema a una nueva condición de

operación aumentando la potencia entregada por cada unidad, sin embargo no será suficiente mientras el desbalance generación – carga continúe.

- En las circunstancias actuales en las que a través del sistema de la EPMAPS se suministra la potencia requerida por Tababela, para el caso de una desconexión del SNI es recomendable que la EPMAPS implemente un esquema de seccionamiento de carga, con la finalidad de conservar un balance entre la generación y evitar el colapso total del sistema.
- De acuerdo a los análisis efectuados, la implementación de un esquema de seccionamiento de carga permite que el sistema eléctrico de la EPMAPS al separarse del SNI conserve su operatividad bajo ciertas restricciones de carga que son: la operación de una línea de bombeo en la EPMAPS, Tababela con una carga máxima de 9 MW y Alangasí fuera de servicio.
- La implementación de un esquema de seccionamiento de carga debe tratar de desconectar la menor cantidad de carga posible, siempre con el objetivo de mantener los valores de frecuencia entre 57 y 61 Hz durante el período transitorio y valores entre 59,5 y 60,5 Hz una vez estabilizado el sistema de potencia. La cantidad de carga a desconectar debe prevenir valores de frecuencia menores a 57 Hz, durante un tiempo menor o igual a 30 ciclos, debido a que en dicho valor actuarían las protecciones del grupo turbina-generador.
- Como resultado del estudio realizado, se plantea un esquema de seccionamiento de carga en base a un relé que combine la frecuencia absoluta (f) y la derivada de frecuencia (df/dt), esto permite discriminar la cantidad de carga a desconectar en función de los escenarios de demanda mínima, media y máxima, con el propósito de evitar desconexiones innecesarias de carga y valores de sobre frecuencia.

- Para representar el modelo de regulador de velocidad de las unidades de generación Recuperadora y El Carmen se utiliza el modelo HYGOV debido a que sus características se ajustan al modelo real, para representar los nuevos reguladores de voltaje implementados en las unidades de generación se utiliza el modelo AC8B recomendado por el fabricante BASLER por ajustarse a las características de los modelos DECS 200/250, constituidos principalmente por un controlador PID.
- Los principales parámetros que conforman el regulador de velocidad HYGOV fueron calculados en base a las características propias del grupo turbina – generador de cada central, y para verificar su desempeño se realizan pruebas de toma y rechazo de carga en un sistema aislado, donde la respuesta obtenida fue validada en base a las recomendaciones del estándar IEEE Std. 1207-2004.
- El ajuste del regulador de voltaje AC8B se realiza únicamente en base a la sintonización del controlador PID, debido a que los demás parámetros del regulador representan las características propias de la excitatriz; para sintonizar el controlador PID se utilizó el método de calibración Ziegler – Nichols, y para verificar su desempeño se realiza pruebas paso en la señal de referencia de voltaje (u_{setp}), las respuestas obtenidas se validan en base a las recomendaciones del estándar IEEE Std. 421.2-1990.
- Para realizar el arranque de un motor de alguna de las líneas de bombeo en el sistema eléctrico de la EPMAPS una vez que este se encuentre aislado del SNI, el sistema se debe encontrar operando en condiciones de estado estable, sea que, luego de la desconexión se haya aplicado el esquema de seccionamiento de carga o se realice el arranque autónomo de las unidades de generación.

- Del análisis dinámico de arranque de motores, se determina que a pesar del tipo de arranque directo con el que cuentan los motores de las estaciones Booster No. 1 y No. 2, cuando el sistema se encuentre en forma de isla eléctrica, es factible el ingreso de una segunda línea de bombeo sin afectar la estabilidad del sistema, siempre y cuando se considere que la máxima transferencia de potencia hacia Tababela sea 9 MW, esto debido al elevado porcentaje de sobrecarga al cual son sometidos los generadores durante el arranque.
- El arranque de un motor de inducción de 3600 HP de las Estaciones Booster No. 1 y No. 2 provoca que la frecuencia durante el período de arranque, disminuya a un valor por debajo del considerado en el ajuste del relé de frecuencia, por tal razón, el esquema de seccionamiento de carga debe encontrarse operativo únicamente cuando el sistema eléctrico de la EPMAPS se encuentre interconectado al SNI.
- Se analizan en el sistema aislado contingencias de gran magnitud, como son: falla monofásica y falla trifásica francas al 90% de la línea de transmisión “Torre 83 – Tababela” como peor condición, esto permite verificar que el sistema eléctrico de la EPMAPS no pierde estabilidad ante estas perturbaciones; se determina que el sistema puede soportar este tipo de fallas con un tiempo máximo de despeje de falla de 60 ms considerando una reconexión de la línea de transmisión de 300 ms. Para tiempos superiores de despeje de falla, los generadores pierden sincronismo con lo cual el sistema entra en una inestabilidad oscilatoria.

4.2 RECOMENDACIONES

- En la actualidad, el sistema eléctrico de la EPMAPS no dispone de un esquema de seccionamiento de carga, y en caso de producirse una falla que aisle este sistema del SNI, se produciría la desconexión total de la EPMAPS; por tanto, para operar el sistema de forma de isla eléctrica, es necesario que la EPMAPS disponga de un “Procedimiento de Arranque Autónomo” que permita restablecer el sistema.
- Se recomienda implementar un sistema de seccionamiento de carga, tal que permita garantizar la estabilidad del sistema eléctrico de la EPMAPS cuando este se desconecte del SNI debido a una contingencia de gran magnitud.
- Con la finalidad de obtener información más detallada de los sistemas de control de las unidades de generación Recuperadora y El Carmen, es menester que la EPMAPS solicite el archivo .dll de los reguladores al fabricante, y utilizar esta información en la simulación del sistema eléctrico.
- Se recomienda calibrar las protecciones de bajo voltaje en las barras de carga a un 80% con tiempos mayores a tres segundos, esto con la finalidad de que no se produzca una apertura indeseada de la carga durante el arranque de los motores de 3600 HP.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] KUNDUR, Prabha, "Power System Stability and Control", McGraw-Hill, 1994.
- [2] IEEE Std. 421.2-1990, "Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems", IEEE Power Engineering Society, May 1990.
- [3] IEEE Std. 421.5-2005, "Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies", IEEE Power Engineering Society, April 2006.
- [4] IEEE Std. 1207-2004, "Guide for the Application of Turbine Governing Systems for Hydroelectric Generating Units", IEEE Power Engineering Society, November 2004.
- [5] IEEE Std. 141-1993, "Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants", IEEE Power Engineering Society, December 1993.
- [6] VILLAGÓMEZ, A., "Aprovechamiento del Recurso Hídrico en Agua Potable y Energía Eléctrica en la EPMAPS".
- [7] Empresa Eléctrica Quito S.A., "Plan de Expansión 2011-2021".
- [8] AIMARA, J., "Análisis de Pequeña Señal de las Centrales Hidroeléctricas de la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento", Proyecto de Titulación, Escuela Politécnica Nacional 2012.
- [9] ROMERO, C., "Estudio de Cortocircuitos y Calibración de Protecciones Eléctricas en el Sistema de Transmisión de la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento", Proyecto de Titulación, Escuela Politécnica Nacional 2012.

- [10] CUZCO, J., “Análisis de Estabilidad Transitoria de las Centrales Hidroeléctricas de la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento EPMAPS”, Proyecto de Titulación, Escuela Politécnica Nacional 2014.
- [11] BASLER Electric, “Instruction Manual for Digital Excitation Control System DECS-200”, February 2011.
- [12] CONELEC, “Procedimientos de Despacho y Operación (Versión 2.0)”, 2011.
- [13] OGATA, K., “Ingeniería de Control Moderna”, Pearson, Quinta Edición, 2010.

ANEXOS

ANEXO 1

1 REGULADOR AUTOMÁTICO DE VOLTAJE BASLER DECS-200

Es un sistema digital de control de excitación basado en un microprocesador que puede ser programado para funcionar a diferentes niveles de voltaje permitiendo que pueda trabajar con casi cualquier tamaño de generador, este controlador está destinado principalmente al control de la potencia del generador.

En la Figura A1. 1 se ilustra un modelo digital DECS-200 controlando el campo de la excitatriz de un generador sincrónico.

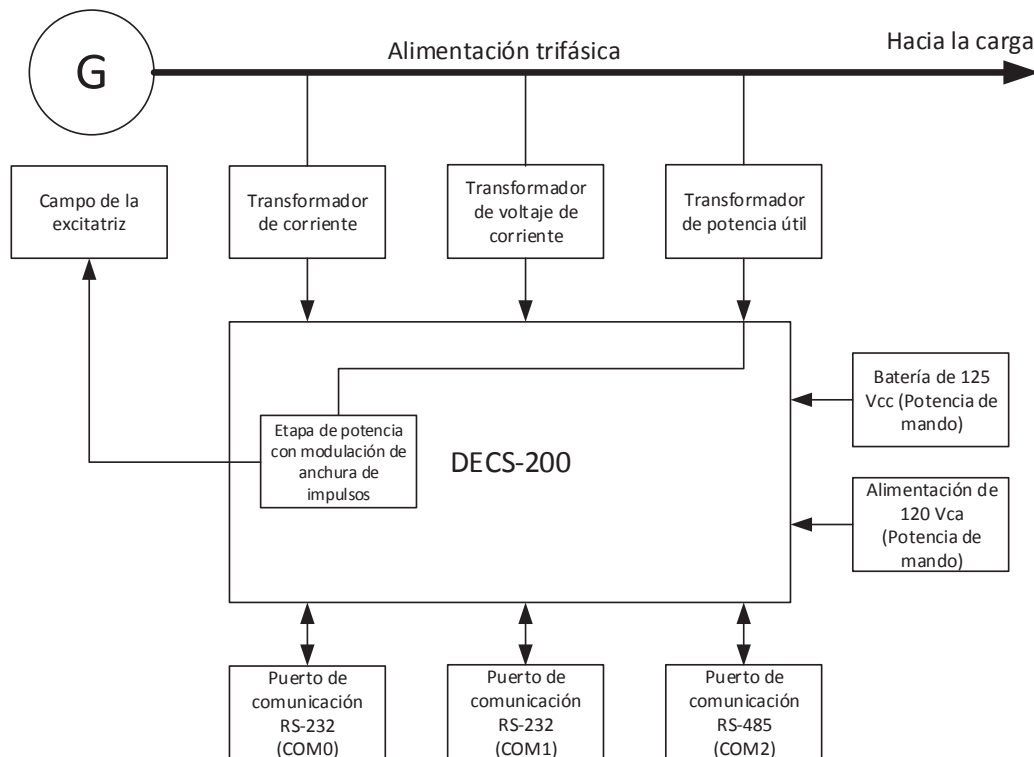


Figura A1. 1 Diagrama de control del campo de la excitatriz de un generador sincrónico por medio de un controlador Basler DECS-200

1.1 CARACTERÍSTICAS REGULADOR AUTOMÁTICO DE VOLTAJE BASLER DECS-200

- Presenta cuatro modos de control: regulación automática de voltaje (AVR), regulación de corriente de excitación o regulación manual (FCR), factor de potencia (FP) y potencia reactiva (VAR).
- Presenta una gama de ajustes o puntos de consigna predefinidos para cada modo de control.
- Compensación de subfrecuencias o limitador V/Hz .
- Ajuste de compensación automático entre los modos operativos y entre otras unidades DECS.
- Posee siete dispositivos de protección del generador: sobrevoltaje de excitación, sobrecorriente de excitación, sobrevoltaje del generador; bajo voltaje del generador, temporizador de control, pérdida de detección y controlador de diodos de excitación.
- Puesta en paralelo del generador con compensación de estatismo reactivo y compensación de diferencial reactivos.
- Registro de eventos y secuencial de datos.
- El sistema digital de control de la excitación marca Basler está diseñado para obtener la regulación primaria de voltaje del generador sincrónico.
- Tiene la capacidad de regulación automática del factor de potencia o de potencia reactiva cuando el equipo se encuentre en paralelo con un sistema interconectado.

- Posee tres modos de operación mediante un conmutador de tres posiciones, estos son: Posición 1 Modo Paralelo (DROOP), Posición 0 Modo Paralelo con FP/VAR automático, Posición 2 Modo Aislado.
- El sistema de comunicación que posee el DECS-es Modbus, usando comunicación maestro-esclavo.

1.2 INTERFAZ HMI

El panel frontal HMI consta de una pantalla de cristal líquido con retroiluminación (LCD), seis pulsadores, seis LED indicadores; la pantalla LCD muestra los ajustes e información del sistema de excitación mediante el uso de un menú estructurado; los conectores de comunicación se describen a continuación:

- El puerto frontal de comunicación (COM 0) mediante un conector DB-9 y vía de comunicación serial RS-232 (ASCII-full dúplex) permite la comunicación entre el DECS-200 y el software BESTCOMS por medio de una PC, permite realizar ajustes de parámetros y ajustes en la configuración del equipo.
- El puerto de comunicación (COM 1) situado en el panel derecho, mediante un conector DB-9 y vía de comunicación serial RS-232 (ASCII-full dúplex) sirve para comunicaciones específicas con un DECS-200 redundante.
- El puerto de comunicación situado en el lado izquierdo con terminales de tornillo (COM 2) con una vía de comunicación serial RS-485 (ASCII-half dúplex) permite comunicaciones con un terminal remoto, el protocolo de comunicación que posee es el Modbus, que posibilita las comunicaciones a una distancia de 1200 metros.

2 REGULADOR AUTOMÁTICO DE VOLTAJE BASLER DECS-250

El modelo DECS-250 es un microprocesador basado en un sistema de control diseñado para controlar y proteger el generador y su sistema de excitación; es un sistema digital completo para el control de excitación, ya que proporciona una regulación más precisa de factor de potencia, potencia reactiva, y voltaje.

Las ventajas que se destacan respecto a su modelo predecesor el DECS-200 son en tema de comunicaciones permitiendo una fácil integración en una amplia variedad de sistemas de control, de tal forma que el DECS-250 incluye puertos de comunicación Ethernet que sirve para comunicarse de manera local o remota con otros dispositivos mediante un protocolo de comunicación TCP Modbus o CANbus, y adicionalmente cuenta con un puerto adicional de expansión que se puede utilizar de igual forma para comunicarse con otros dispositivos de manera local o remota mediante un protocolo de comunicación Profibus.

A continuación se describen algunas de las características del Basler DECS-250:

- Reduce el tiempo de configuración con el software BESTCOMS Plus de Basler ya que reemplaza configuraciones complejas por lógicas programables y sencillas.
- Posee una capacidad de selección de PID óptimo y realiza los ajustes de ganancia de manera automática, maximizando el desempeño del sistema en conjunto.
- Posee un simulador fuera de línea que ayuda a identificar problemas en las lógicas de programación sin necesidad de hardware físico.

- Posee una etapa modulada por ancho de pulso (PWM) que proporciona una respuesta favorable del sistema ante transitorios de carga, de la misma forma esta etapa de potencia facilita su adaptabilidad a cualquier sistema (en paralelo, devanado auxiliar o imanes permanentes).
- Para aplicaciones que contienen alta distorsión de forma de onda causada por cargas no lineales, la etapa de potencia del DECS-250 crea soluciones de óptimo desempeño.
- Ofrece una protección integral para el generador facilitando la detección y eliminación de fallas y a su vez eliminando las condiciones que pueden poner en peligro el generador.