

T
621.31213/
OCH.



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**“PRUEBAS DE REGULACIÓN DE TENSIÓN Y
VELOCIDAD EN CENTRALES TERMOELÉCTRICAS
EN EL ECUADOR”**

TESIS DE GRADO

Previa la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Especialización: POTENCIA



Presentada por:

Wilman Patricio Ochoa Altamirano

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año 2002

AGRADECIMIENTO

A Dios que ha iluminado mi camino y que me sigue guiando.
A mis padres por su apoyo incondicional durante toda mi vida.

Al Ing. Leo Salomón, director de la Tesis de Grado por su invaluable ayuda. A la Ing. Elsy Parodi, personal del CENACE y personal técnico de Electroquil por todo el apoyo brindado para la realización de este trabajo.

A todas aquellas personas que de una u otra forma prestaron su ayuda durante el desarrollo de la tesis de grado.



DEDICATORIA

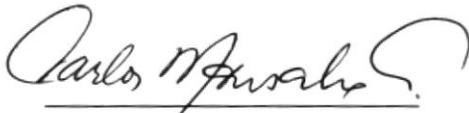
A Dios y a la Virgen Santísima.

A mi madre, Mariana, por inculcarme el deseo de superación y por su abnegación y cariño desmedido; a mi padre, Wilman, por estar en los momentos difíciles y a mi hermana Lorenita.

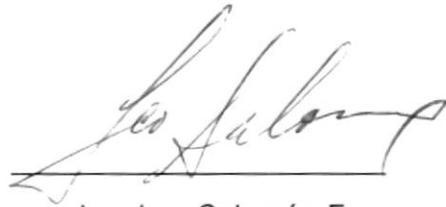


A mi abuelita Luzmila, que aunque ya no está conmigo, su luz me sigue guiando.

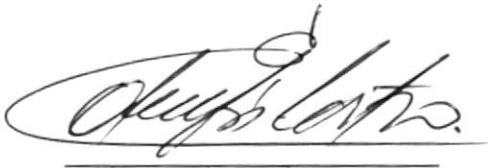
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



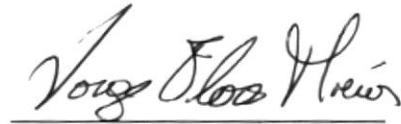
Ing. Carlos Monsalve A.
SUBDECANO DE LA FIEC
PRESIDENTE



Ing. Leo Salomón F.
DIRECTOR DE LA TESIS



Ing. Eduardo León C.
VOCAL PRINCIPAL



Ing. Jorge Flores M.
VOCAL PRINCIPAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

A handwritten signature in black ink, consisting of several overlapping, fluid strokes that form a stylized, somewhat abstract shape. The signature is positioned above a horizontal line.

Wilman Patricio Ochoa Altamirano

RESUMEN

El presente trabajo trata acerca de las pruebas realizadas en las centrales termoeléctricas en Ecuador con una capacidad superior a los 30 MW. Éstas pruebas tenían la finalidad de comprobar el estado de los reguladores de tensión y de los reguladores de velocidad de las diferentes unidades.

La primera parte (Capítulos I y II) del trabajo trata sobre la descripción teórica de los reguladores de tensión y velocidad, su importancia y sus funciones más importantes.

La segunda parte (Capítulos III, IV y V) comprende la descripción de todas las pruebas realizadas en las centrales termoeléctricas, tanto para los reguladores de tensión como para los reguladores de velocidad, así como también muestra los parámetros en base a los cuales van a ser calificados los diferentes reguladores de tensión y de velocidad.

La tercera parte (Capítulos VI y VII) presenta los análisis a los resultados obtenidos en cuatro centrales termoeléctricas de la provincia del Guayas.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN.....	VI
ÍNDICE GENERAL.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XI
ÍNDICE DE TABLAS.....	XIV
INTRODUCCIÓN.....	1
Generalidades.....	1
Objetivos.....	7
I. REGULACIÓN DE TENSIÓN	8
1.1. Generalidades.....	8
1.2. Sistemas de Excitación.....	8
1.2.1. Concepto	8
1.2.2. Clasificación de los sistemas de excitación	11
1.3. Propósito de los reguladores de tensión	21
1.4. Clasificación de los reguladores de tensión	22
1.5. Señales de influencia en el regulador de tensión	24
1.6. Curva de Capabilidad	29

II. REGULACIÓN DE VELOCIDAD Y CARGA.....	33
2.1. Generalidades	33
2.2. Estatismo de Potencia	42
2.3. Regulación Primaria y Secundaria de frecuencia	46
III. PRUEBAS DE REGULACIÓN DE TENSIÓN.....	48
3.1. Generalidades	49
3.2. Pruebas con la Unidad en Vacío	49
3.2.1. Referencia del control automático de tensión	49
3.2.2. Referencia del control manual de tensión	51
3.2.3. Seguidor Automático	52
3.2.4. Excitación y desexcitación	54
3.2.5. Respuesta a escalones de tensión	56
3.2.6. Respuesta a perturbación de tensión	57
3.2.7. Limitador Volts/Hertz	58
3.3. Pruebas con la Unidad en Línea (Con carga)	59
3.3.1. Limitador de Mínima Excitación	59
3.3.2. Limitador de Máxima Excitación	60
3.3.3. Estabilizador de Potencia	61
3.3.4. Compensador de Reactivos	63

IV. PRUEBAS DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD	65
4.1. Generalidades	65
4.2. Pruebas con Unidad Apagada	66
4.2.1. Tiempo de Apertura y Cierre de Válvulas	66
4.3. Pruebas con Unidad en Vacío	67
4.3.1. Verificación del Rango de Sincronización	67
4.3.2. Respuesta al Escalón de Velocidad	68
4.3.3. Oscilaciones Naturales de Velocidad	69
4.4. Pruebas con Unidad en Línea (Con Carga)	70
4.4.1. Rango del Variador de Carga	70
4.4.2. Rango del Limitador de Carga	71
4.4.3. Estatismo de Potencia	71
4.4.4. Rechazo de Carga	72
	
V. NIVELES DE ACEPTACIÓN DE LAS PRUEBAS	75
5.1. Generalidades	75
5.2. Niveles de aceptación para pruebas de regulación de tensión..	75
5.2.1. Pruebas en Vacío	75
5.2.2. Pruebas con Unidad en Línea (Con carga)	86
5.3. Niveles de aceptación para pruebas de regulación de velocidad	89
5.3.1. Pruebas con Unidad apagada	90
5.3.2. Pruebas en Vacío	90

5.3.3. pruebas con Unidad en Línea (Con carga)	92
--	----

VI. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE REGULACIÓN DE TENSIÓN.....	96
--	-----------

VII. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD	139
--	------------

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	152
---	------------

ANEXO

BIBLIOGRAFÍA

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Fig. I: Esquema general de control.....	2
Fig. II: Pruebas al regulador automático de tensión.....	3
Fig. III: Pruebas al regulador automático de velocidad.....	4
Fig. 1.1: Esquema de control de excitación.....	9
Fig. 1.2: Características de vacío de sistema de excitación.....	13
Fig. 1.3: Sistema de autoexcitación.....	15
Fig. 1.4: Autoexcitación directa sin compoundaje.....	17
Fig. 1.5: Autoexcitación directa con compoundaje.....	17
Fig. 1.6: Excitación indirecta sin compoundaje con excitatriz d.c.....	19
Fig. 1.7: Excitación indirecta sin compoundaje con excitatriz a.c.....	19
Fig. 1.8: Excitación indirecta con compoundaje con excitatriz d.c.....	20
Fig. 1.9: Excitación indirecta con compoundaje con excitatriz a.c.....	21
Fig. 1.10: Norma ANSI de característica de excitación.....	26
Fig. 1.11: Sistema de excitación con PSS.....	29
Fig. 1.12: Curva de Capacidad Unidad 2 Electroquil.....	32
Fig. 2.1: Esquema de generación.....	36
Fig. 2.2: Regulador de velocidad tipo WATT.....	38
Fig. 2.3: Esquema de control de velocidad moderno	39

Fig. 2.4:	Estatismo de potencia.....	44
Fig. 2.5:	Regulación primaria y secundaria de frecuencia.....	46
Fig. 5.1:	Comportamiento ideal 90R.....	77
Fig. 5.2:	Compensación de reactivos.....	89
Fig. 5.3:	Apertura y cierre de válvulas de combustible.....	90
Fig. 5.4:	Comportamiento de frecuencia ante rechazo de carga.....	95
Fig. 6.1:	Referencia 90R Unidad A.....	100
Fig. 6.2:	Referencia 90R Unidad C	101
Fig. 6.3:	Referencia 90R Unidad D	102
Fig. 6.4:	Referencia 70E Unidad A	105
Fig.6.5:	Referencia 70E Unidad C	106
Fig. 6.6:	Referencia 70E Unidad D	107
Fig. 6.7:	Excitación y desexcitación en automático Unidad A	112
Fig. 6.8:	Desexcitación en Manual Unidad A	113
Fig. 6.9:	Excitación y desexcitación en automático Unidad B	114
Fig. 6.10:	Excitación y desexcitación en automático Unidad C	115
Fig. 6.11:	Excitación y desexcitación en manual Unidad C	116
Fig. 6.12:	Escalón de tensión antes de ajuste Unidad A	119
Fig. 6.13:	Escalón de tensión después de ajuste Unidad A	120
Fig. 6.14:	Escalón positivo de tensión Unidad D	121
Fig. 6.15:	Escalón negativo de tensión Unidad D	122
Fig. 6.16:	Perturbación de tensión Unidad A	124

Fig. 6.17:	Respuesta de Potencia y Tensión sin PSS Unidad C	131
Fig. 6.18:	Respuesta de Potencia y Tensión con PSS Unidad C	132
Fig. 6.19:	Compensación de reactivos Unidad A	135
Fig. 6.20:	Compensación de reactivos Unidad B	136
Fig. 6.21:	Compensación de reactivos Unidad C	137
Fig. 6.22:	Compensación de reactivos Unidad D	138
Fig. 7.1:	Apertura y cierre de válvulas de combustible	141
Fig. 7.2:	Estatismo Unidad A	148
Fig. 7.3:	Estatismo Unidad C	149
Fig. 7.4:	Estatismo Unidad D	150

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla I	Resultados 90R..... 97
Tabla II	Resultados 70E..... 103
Tabla III	Resultados seguidor manual a automático 108
Tabla IV	Resultados seguidor automático a manual 109
Tabla V	Tiempos excitación y desexcitación 110
Tabla VI	Escalones positivos de tensión 117
Tabla VII	Escalones negativos de tensión 118
Tabla VIII	Respuesta a perturbación de tensión 123
Tabla IX	Resultados limitador Volts/Hertz 125
Tabla X	Resultados limitador mínima excitación 126
Tabla XI	Resultados limitador máxima excitación 127
Tabla XII	Resultados sin PSS 129
Tabla XIII	Resultados con PSS 129
Tabla XIV	Potencia y tensión nominales de unidades 133
Tabla XV	Resultados de compensación de reactivos antes de ajuste .. 134
Tabla XVI	Resultados de compensación de reactivos después de ajuste 134
Tabla XVII	Tiempo de apertura y cierre de válvulas 140

Tabla XVIII	Resultados de rango de sincronización	142
Tabla XIX	Resultados escalón de velocidad	143
Tabla XX	Oscilaciones naturales de velocidad	144
Tabla XXI	Rango de variador de carga	145
Tabla XXII	Rango de limitador de carga	146
Tabla XXIII	Resultados de estatismo de potencia	147
Tabla XXIV	Resultados rechazo de carga	151

INTRODUCCIÓN

Generalidades

El control automático implementado en máquinas y procesos con el propósito de mantener alguna cantidad constante en un valor deseado ha alcanzado gran importancia en estos momentos.

Como se observa en el esquema a continuación mostrado, de acuerdo al tema propuesto, se toma en cuenta de dos de los sistemas que tienen influencia sobre una unidad de generación eléctrica, a saber:

- Control de Velocidad
- Control de Excitación (Regulación de Voltaje)

Se ha dejado de lado al sistema de alimentación de energía, aunque una de las pruebas, "Apertura y cierre de válvulas de combustible" permite verificar la velocidad de acción de las mismas.

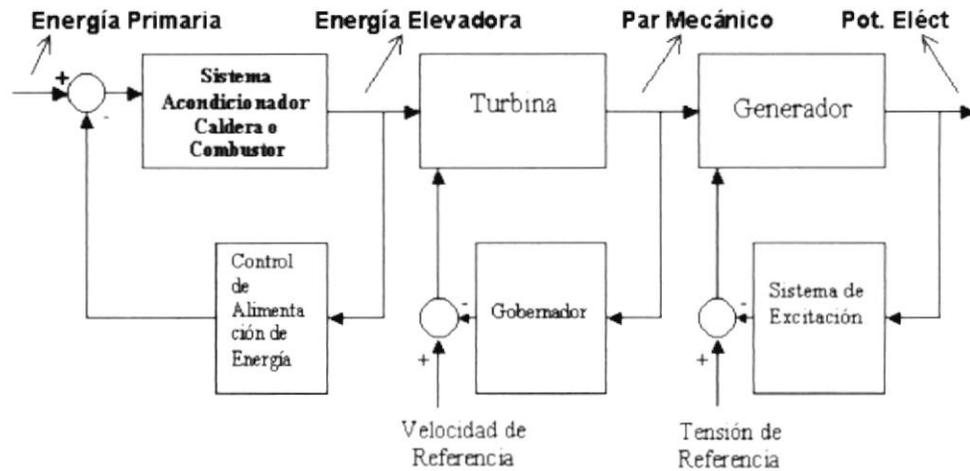


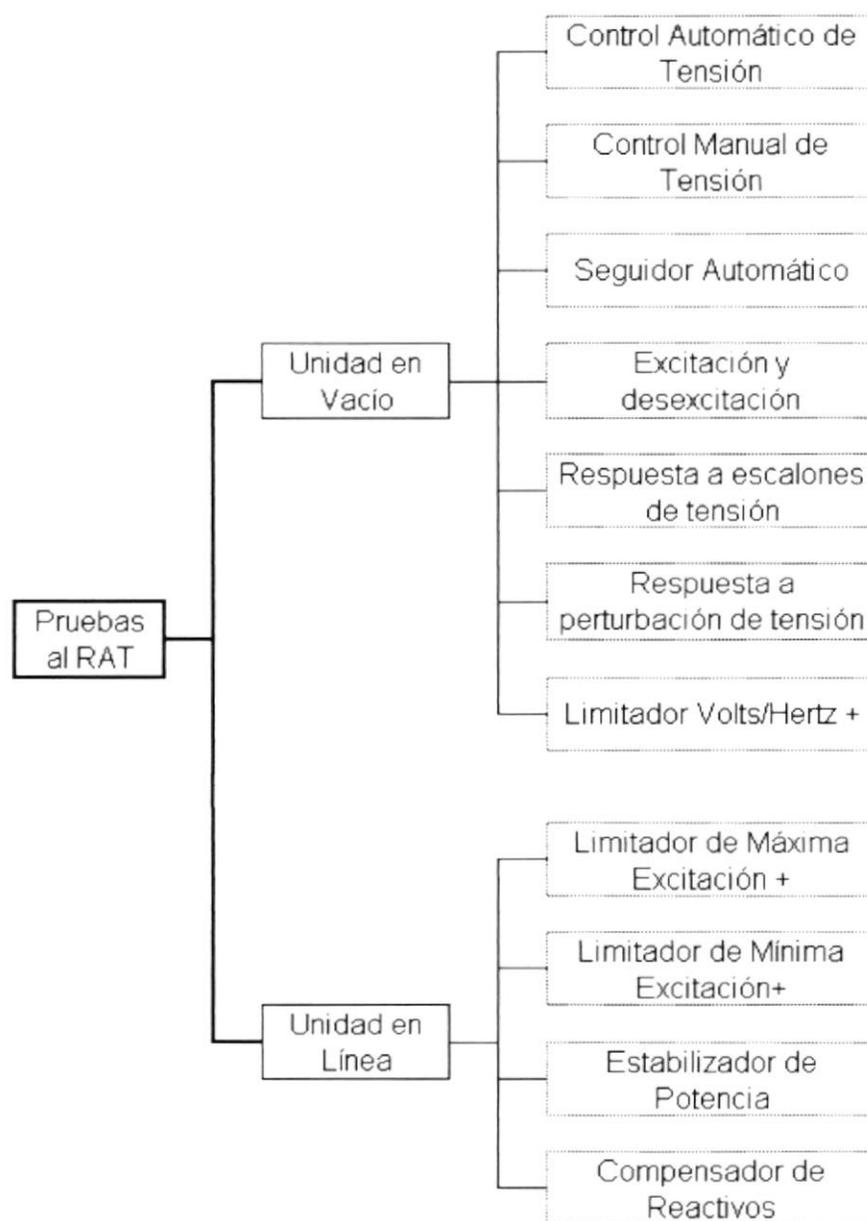
Fig. I: Esquema general de control

Es por esto que las pruebas a realizarse se las clasifica de acuerdo al estado en que se encuentra la unidad al momento de realizarse las mismas, a saber:

- Pruebas con unidad en vacío (presión de vapor nominal)
- Pruebas con unidad en línea (con carga)

Una prueba que no cumple las condiciones anteriormente mencionadas es la prueba "Apertura y Cierre de válvulas de combustible", ya que ésta se la realiza con la unidad apagada (sin presión de vapor).

En los siguientes cuadros sinópticos se presentan las diferentes pruebas que van a ser presentadas tanto para el regulador automático de tensión (RAT), como para el regulador automático de velocidad (RAV).



+ Son pruebas que verifican la operación de alguna protección

Fig. II: Pruebas al regulador automático de tensión

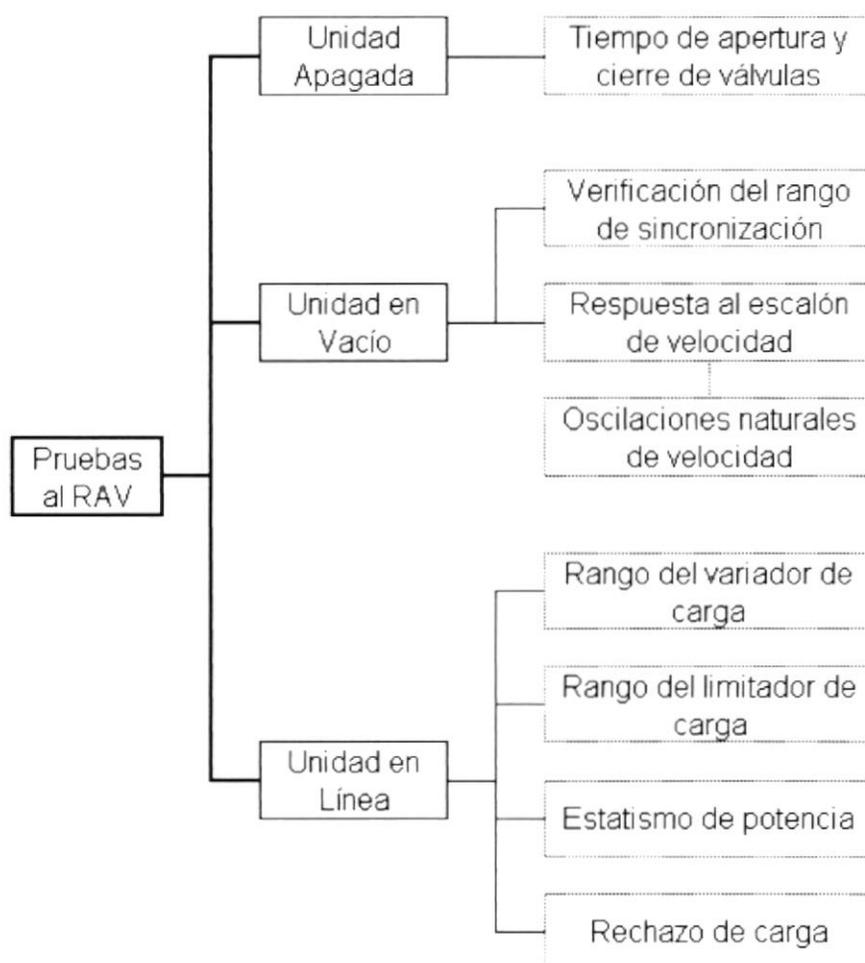


Fig. III: Pruebas al regulador automático de velocidad

Existen pruebas que se realizan en vacío por cuanto se varían considerablemente parámetros de operación de la unidad que deben estar fijos ya que son éstos los que consiguen que la unidad se mantenga en sincronismo con el sistema:



- Voltaje en terminales del generador
- Frecuencia del generador

A su vez estos cambios en los parámetros de la unidad son los que alteran las condiciones de operación de la misma; produciendo en algunos casos un exceso de absorción o suministro de potencia reactiva, que traería consigo una variación en el ángulo interno (δ) que puede provocar una pérdida de estabilidad de la unidad.

De igual manera, ante un voltaje en terminales de la unidad inferior al del sistema, la unidad corre el riesgo de motorización en caso de que no opere el relé de potencia inversa ni el relé de sincronización.

Si se toma en consideración que las pruebas que van a ser presentadas corresponden al regulador automático de tensión (RAT) y al regulador automático de velocidad (RAV); se conoce que lo que se va a variar es tanto la tensión de excitación que afecta al voltaje en terminales del generador, así como también la velocidad del turbo-grupo que afecta la frecuencia del generador.

Las pruebas en vacío tienen como principal propósito conocer la velocidad de reacción tanto del RAT como del RAV ante posibles disturbios; así como

también en el caso de la prueba de excitación lo importante es conocer el tiempo en que la unidad puede llegar a tensión nominal desde un nivel de tensión cero, y comparar éste tiempo con el dado por el fabricante.

Otras pruebas que se realizan en vacío tales como respuesta a perturbación de tensión y limitador Volts/Hertz, se pueden realizar con la unidad aportando potencia; pero en el momento de la realización de las mismas, en caso de realizarse bajo carga, se vería afectado todo el Sistema Nacional Interconectado (SNI) y por ende los consumidores finales, debido a que en el caso de que los resultados de la prueba sean satisfactorios, éstas unidades saldrán del sistema; dejando al mismo con un desbalance entre potencia demandada y potencia generada.

En lo concerniente a las pruebas que se realizan con la unidad en línea; éstas tienen como propósito comprobar la correcta operación de las unidades dentro del Sistema Nacional Interconectado (SNI); conocer su capacidad de respuesta ante alguna contingencia del mismo, ya sea por alguna variación brusca en la generación o en la carga.

Claro está que pruebas como limitador de máxima y mínima excitación; por ejemplo, permiten la verificación de los límites operativos, en este caso por las dos protecciones ya mencionadas, de la Unidad.

Objetivos

- Presentar los tipos de pruebas que se realizan a una central termoeléctrica tanto para regulación de tensión como para regulación de velocidad, pruebas que son efectuadas con y/o sin carga.
- Presentar también resultados de cada una de las pruebas, correspondientes a diferentes centrales termoeléctricas.
- Conocer los parámetros mediante los cuales el CENACE va a calificar a las diferentes centrales generadoras termoeléctricas a nivel nacional, de acuerdo a sus capacidades de regulación de tensión y velocidad con el Sistema Nacional Interconectado.
- Determinar las diversas aplicaciones de la información obtenida, tanto para regulación de voltaje como para regulación de frecuencia.
- Conocer el estado en que se encuentran algunas de las unidades termoeléctricas que se encuentran en la provincia del Guayas.

CAPÍTULO I

REGULACIÓN DE TENSIÓN

1.1. Generalidades

Se va a mencionar someramente las principales características, tanto del sistema de excitación así como también del regulador de tensión, para sustentar las diferentes pruebas que se van a mencionar en los siguientes capítulos.

1.2. Sistemas de Excitación

1.2.1. Concepto

Un sistema de control de excitación se puede representar mediante diagramas de bloques como el a continuación mostrado.

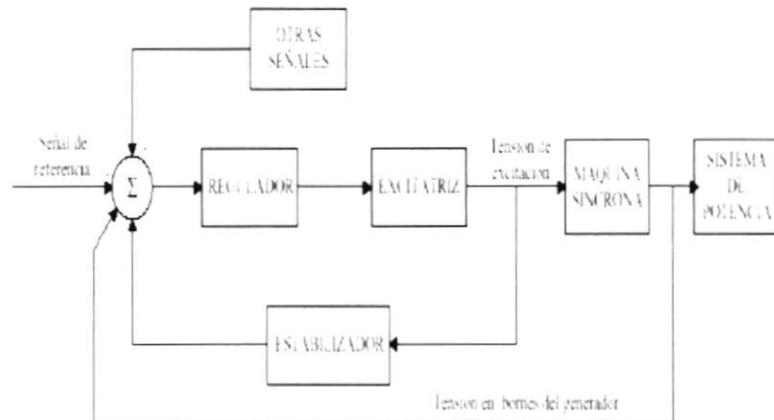


Fig. 1.1: Esquema de control de excitación

Como se puede ver en el esquema, existe un doble lazo de realimentación, donde la función del “ESTABILIZADOR” es la de mejorar tanto la velocidad de la respuesta como el amortiguamiento de los picos durante la perturbación.

Las cualidades que debe reunir un sistema de control de la excitación son las comunes a todo sistema de regulación y son los siguientes:

- Rapidez de respuesta; debe ser capaz de variar rápidamente la tensión de excitación frente a un cambio en las condiciones de operación.
- Exactitud; debe llevar la tensión de excitación al valor de régimen después de la perturbación.
- Sensibilidad; debe reaccionar frente a perturbaciones débiles.
- Amortiguamiento eficaz; debe evitar fuertes oscilaciones.
- Sobrerregulación; debe tener la capacidad de suministrar tensión por encima del valor nominal para poder aprovechar al máximo las posibilidades del generador, de manejar las potencias tanto activa como reactiva entregadas al sistema y contribuir a la estabilidad del mismo.

Es por esto que las características de los sistemas de excitación se especifican fundamentalmente con ayuda de dos parámetros:

- Tensión máxima de la excitatriz (Techo de tensión "Ceiling voltage").*
- Velocidad de excitación.

* Estos términos en inglés son utilizados comúnmente por los profesionales especializados en el Ecuador.

El techo de tensión de las excitatrices de los alternadores suele ser muy a menudo superior en 200% a 300% a la tensión nominal de excitación elegida; pero rara vez se alcanzan esos valores; ya que como el voltaje en bornes del generador es directamente proporcional a la excitación y éste voltaje en bornes tiene un límite dado por el Relé de Sobrevoltaje el cual generalmente no supera el 115% de la tensión nominal del generador en bornes.

En cuanto a la velocidad de excitación, pues para grandes máquinas debe tener un promedio de 0,5; es decir, que en un segundo se logre una variación de la tensión de excitación en un 50% de su valor nominal.

1.2.2. Clasificación de los sistemas de excitación

a. Excitación con excitatrices de corriente continua

Para bajos niveles de potencia podemos usar excitatrices del tipo compuesto largo para mejorar la respuesta; generalmente esta excitatriz va montada sobre el mismo eje del alternador.

Un problema que presenta este sistema de excitación radica en la característica de vacío de la máquina de corriente continua es que presenta una resistencia del circuito de derivación a partir del cual la máquina no se auto excita. Este inconveniente se lo resuelve diseñando excitatrices de modo que den una característica de vacío a partir de pequeñas intensidades de excitación y el resto se logra disminuyendo la sección de los polos inductores o gracias a polos de regulación (interpolos) o introducción de circuitos magnéticos de baja permeabilidad.

El reflejo de la diferencia entre una característica y otra puede observarse en la siguiente gráfica:

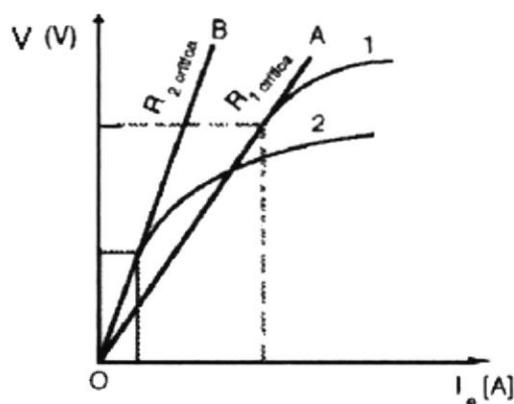


Fig. 1.2: Características de vacío de sistema de excitación

En donde la característica 1 corresponde a la característica original de vacío (recta OA) mientras la característica 2 (recta OB) corresponde a la característica de vacío con polos de regulación. Nos damos cuenta que con la característica de vacío 2, hay mucho menos margen en donde el generador no se auto excita.

En el caso de alternadores que manejan una potencia elevada, se emplea un sistema de excitación compuesto por una excitatriz principal y una excitatriz piloto. Con

este sistema se consigue una mayor estabilidad de la tensión generada y un aumento en la rapidez de respuesta.

b. Excitación con diodos rectificadores

En vista de que la fiabilidad con diodos rectificadores es mucho más alta en relación a las máquinas de corriente continua, éste es el sistema más utilizado.

A continuación se presentan esquemas simplificados en los que se usan diodos rectificadores.

c. Autoexcitación

Este es actualmente uno de los sistemas más utilizados cuando se emplean sistemas de excitación de estado sólido.

Los sistemas de autoexcitación toman la corriente eléctrica necesaria de los bornes del generador a través de un transformador de corriente, para una vez

rectificada mediante puentes controlados y algún otro paso adicional, alimentar al rotor del generador.

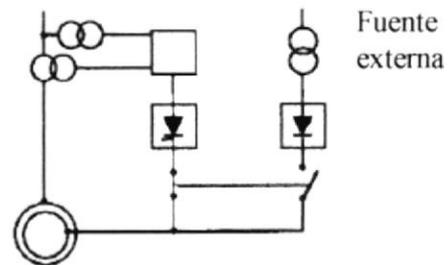


Fig. 1.3: Sistema de autoexcitación

Como se ve en el esquema existe otra fuente de alimentación independiente que alimenta al rotor solamente durante el proceso de arranque, luego se desconecta, ya que el flujo remanente es muy bajo como producir la excitación.

Una de las grandes ventajas de los dispositivos de estado sólido versus las máquinas de corriente continua son las constantes de tiempo que son mucho menores en los dispositivos de estado sólido.

Un problema que presenta este tipo de excitación es que al ser el voltaje de alimentación de la excitación dependiente del voltaje en bornes del generador, ocurrirá que de presentarse una falla (cortocircuito) en alguna de las líneas que alimentan a cualquier carga, este sistema de excitación provocará un descenso en el nivel de excitación. Es por esto que el tiempo para accionar las diferentes protecciones debe ser muy rápido, a fin de poder servir al resto de cargas con normalidad.

Los sistemas de autoexcitación se clasifican en:

- Autoexcitación directa
- Autoexcitación indirecta

Autoexcitación directa.- En este sistema se toma la corriente eléctrica necesaria de los bornes del alternador a través de un transformador de corriente y luego se rectifica. Ahora bien, dentro de esta clasificación tenemos dos tipos:

- Autoexcitación directa sin compudaje

- Autoexcitación directa con compoundaje

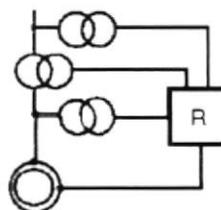


Fig. 1.4: Autoexcitación directa sin compoundaje

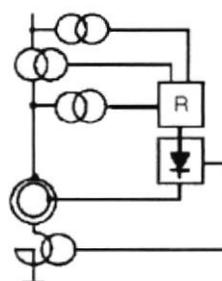


Fig. 1.5: Autoexcitación directa con compoundaje

Como se puede ver en los gráficos la diferencia entre ambos estriba en que luego de tener una señal rectificadora de corriente, en el sistema sin compoundaje se alimenta directamente al rotor luego de la etapa rectificadora; en el caso del sistema con compoundaje la señal rectificadora

(corriente) se suma a otra corriente que nos llega de un transformador de corriente cuyo primario refleja la corriente en el estator. Este último sistema permite una mayor estabilidad del sistema de excitación.

Autoexcitación indirecta.- Este sistema se diferencia del de excitación directa en que una vez que se ha obtenido una señal de corriente rectificadas; esta no pasa directamente al rotor de la unidad; sino que ésta va a alimentar algún tipo de excitatriz que puede ser tanto de corriente continua como de corriente alterna por lo que tenemos las siguientes variantes:

- Excitación indirecta sin compoundaje con excitatriz de corriente continua
- Excitación indirecta sin compoundaje con excitatriz de corriente alterna
- Excitación indirecta con compoundaje con excitatriz de corriente continua

- Excitación indirecta con compoundaje con excitatriz de corriente alterna

A continuación se muestran los diferentes esquemas

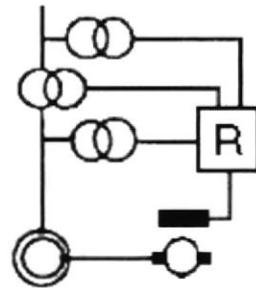


Fig. 1.6: Excitación indirecta sin compoundaje con excitatriz d.c.

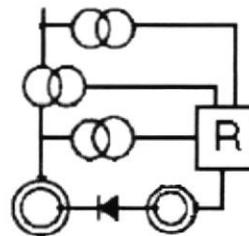
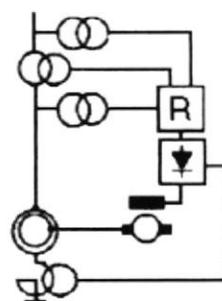
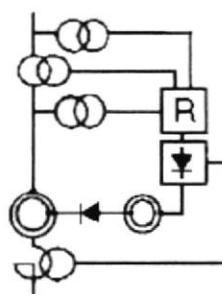


Fig. 1.7: Excitación indirecta sin compoundaje con excitatriz a.c.



**Fig. 1.8: Excitación indirecta
con compoundaje con excitatriz
d.c.**



**Fig. 1.9: Excitación indirecta
con compoundaje con excitatriz
a.c.**

Como se puede observar en cada uno de los diferentes esquemas la excitación no se hace directamente a partir de la etapa de rectificación sino que se la hace con ayuda de una máquina ya sea de corriente continua o de una máquina de corriente alterna con un rectificador a su salida para lograr la excitación.

En los casos en que se usa compoundaje, el transformador de corriente usado es uno de característica lineal, y el fin de usar el compoundaje es el mismo que en la excitación directa; esto es, lograr asegurar el nivel de excitación.

1.3. Propósito de los reguladores de tensión

Luego de presentar algunos esquemas de sistemas de excitación, brevemente se describe los reguladores de tensión, mencionando sus funciones, que son las siguientes:

- Mantener la tensión del generador dentro de los márgenes de variación permitidos independientemente del nivel de carga.

- Regular la potencia reactiva.
- Mantener el sincronismo de la unidad con el sistema.

1.4. Clasificación de los reguladores de tensión

Desde el punto de vista constructivo los reguladores de tensión se clasifican en :

- Reguladores electromecánicos
- Reguladores electrónicos
- Reguladores de estado sólido

a. Reguladores Electromecánicos

Su funcionamiento está basado en regular la tensión de la excitatriz de corriente continua. Ejemplos clásicos de estos reguladores son los de Silverstat y de Tirril.

A pesar de que los reguladores electromecánicos de tensión son altamente confiables; tienen como principales inconvenientes tanto la banda muerta como su nivel de respuesta lento, que no nos permite ajustes rápidos ni finos de tensión.

b. Reguladores Electrónicos

Estos reguladores vinieron después de los electromecánicos con el único agravante de los elevados costos iniciales.

Estos reguladores ya traían la ventaja de la banda muerta cero y los tiempos de acción de los reguladores eran mucho menores. Entre los principales modelos estaban los reguladores de amplificador rotatorio y los amplificadores magnéticos; y la principal diferencia entre éstos radicaba en que el amplificador magnético no disponía de partes rotatorias y tenía una mayor vida útil.

c. Reguladores de Estado Sólido.-

Varias funciones en los reguladores de tensión están basadas en circuitos de estado sólido. Existen varias configuraciones pero todas tienen como característica común una operación rápida con retardos despreciables en relación a los demás parámetros del sistema. Generalmente son sistemas auto excitados en estado permanente.

1.5. Señales de influencia en el regulador de tensión

El regulador de tensión aparte de cumplir su función propiamente dicha; vigila la seguridad de la unidad, mediante funciones de protección que tienen como objetivo evitar condiciones peligrosas de excitación que hayan sido provocadas por disturbios ya sea internos o externos a la unidad.

- a. Limitador de mínima excitación.- Es un dispositivo cuyo objetivo es bloquear la acción del regulador de tensión cuando éste genera un nivel de subexcitación lo suficientemente grande para que las condiciones de operación de la máquina ya no estén dentro de las condiciones normales. es decir que busca evitar la pérdida del sincronismo de la máquina por la operación a un ángulo de par muy grande. Esto puede ser fijado ya sea en un diagrama de impedancia (R-X) o también en la curva de capacidad de la máquina (P-Q); siendo esta última opción la más común.

Las variables que generalmente toma el limitador de mínima excitación para operar son los valores de corriente activa y

corriente reactiva de la unidad, el voltaje en bornes de la unidad, la corriente de campo y la tensión de campo.

Este limitador de mínima excitación debe operar en forma coordinada con el relé de pérdida de campo y también con el limitador de factor de potencia, que en este caso es el valor que está fijado para el atraso.

- b. Limitador de máxima excitación.- Este dispositivo es utilizado para proteger al devanado de campo del generador de un excesivo calentamiento al ocurrir períodos prolongados de sobreexcitación , que pueden ser debidos a fallas en el sistema de excitación o también a demandas bruscas del sistema al que esté conectado la unidad.

El limitador de máxima excitación opera en el caso de que la corriente de excitación supere cierto valor, pero cabe señalar sin embargo, que el limitador de máxima excitación debe permitir tiempos cortos de sobreexcitación para poder soportar períodos transientes del sistema.



Durante estos períodos transientes la temperatura del devanado de campo va a estar por encima del valor nominal; pero es por esto que se asume que estas sobre temperaturas no se van a dar más de dos veces por año.

A continuación se muestra una gráfica que está de acuerdo con la Norma ANSI para representar el nivel de excitación en p.u. (por unidad); en comparación con la duración del mismo

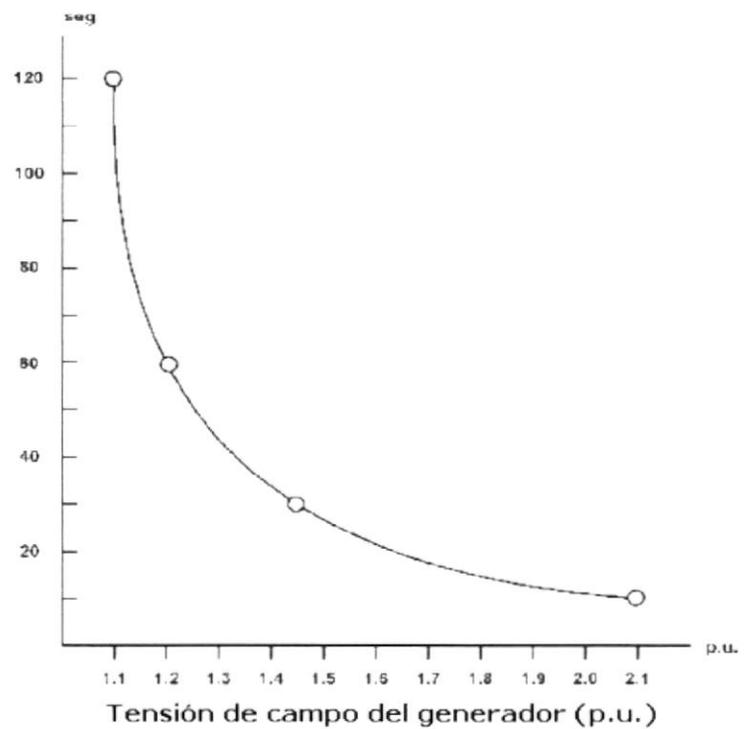


Fig. 1.10: Norma ANSI de característica de excitación

c. Limitador Volts/Hertz

En todas las máquinas de corriente alterna existe una relación entre el voltaje en terminales y la frecuencia de la máquina, sea ésta motor o generador.

En el caso de los generadores eléctricos que estamos tratando esta relación normalmente es:

$$V/Hz = \frac{13800V}{60Hz} = 230$$

Ahora bien, en todas las pruebas lo que se va a hacer es tomar los valores en por unidad, teniendo como relación base la mencionada anteriormente.

Parámetros como el flujo magnético, corriente de magnetización y el torque desarrollado por la máquina son factores que tienen incidencia en la variación de esta relación Volts/Hertz.

Un ejemplo de esta alteración de la relación y la influencia de los parámetros se da si se incrementa la frecuencia del sistema sin incrementar el voltaje, causará un incremento en la velocidad de la unidad. El flujo, sin embargo decrecerá porque se sabe que el voltaje en terminales es directamente proporcional tanto a la velocidad como al flujo y si el voltaje se mantiene constante entonces el flujo decrecerá. La corriente de magnetización también decrecerá lo que trae consigo una disminución del voltaje de excitación, trayendo como última consecuencia que el generador no esté en posibilidades de entregar la potencia requerida.

Si ocurriese todo lo contrario es decir, un descenso en la frecuencia del sistema sin variar el voltaje, lo que ocurrirá es un incremento en la corriente de campo lo que puede provocar, dependiendo de la intensidad de la misma, que se abra o se dañe el devanado de campo de la excitatriz.

d. Estabilizador del Sistema de Potencia.-

Tiene como señal de entrada la potencia activa que entrega la unidad; tiene como propósito provocar un

efecto de amortiguación en la potencia que entrega la unidad en el momento en que se presente algún tipo de perturbación en el sistema, ya que existen determinadas situaciones en las que el sistema de control de la excitación introduce amortiguamientos negativos, empeorando la estabilidad del sistema de potencia.

En la siguiente figura se presenta el diagrama de un estabilizador de potencia; la señal de entrada al PSS puede ser la desviación de velocidad, la frecuencia o la potencia eléctrica, que son obtenidas desde la red.

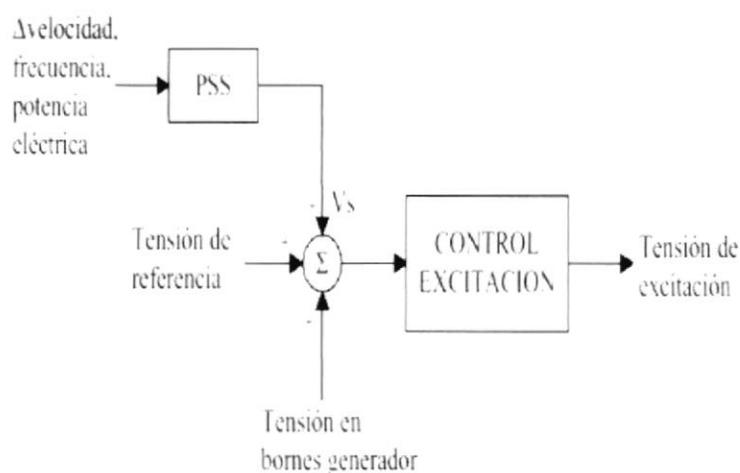


Fig. 1.11: Sistema de excitación con PSS

1.6. Curva de capacidad

También conocida como curva de capacidad del generador. Consiste en un diagrama de potencia activa versus potencia reactiva (P vs. Q).

Dentro de este diagrama se incluyen las limitantes para la operación de un generador eléctrico, ya sean desde el punto de vista constructivo de la unidad como desde el punto de vista de las protecciones; así como también desde el punto de vista de la capacidad de potencia del primo-motor.

El área que se encuentra al interior de todos estos límites es el área para el funcionamiento óptimo de la unidad.

Dentro de estos límites se encuentran el limitador de máxima excitación así como también el limitador de factor de potencia de la unidad.

En la siguiente figura se presenta una curva de capacidad típica, que corresponde a una de las unidades de Electroquil S.A.

Como se observa en la figura existen los diferentes valores de factor de potencia a los que puede ser calibrado la unidad. Como se verá en los resultados de las pruebas que se efectuaron a esta unidad, fue el limitador de factor de potencia el que actuó primero antes que los limitadores de máxima y de mínima excitación.

De igual manera se tienen dos niveles de potencia que puede entregar la unidad dependiendo del tipo de enfriamiento, como es lógico suponer a mayor capacidad de disipación de calor, mayor va a ser la potencia de que se pueda disponer.

También hay que especificar la altura sobre el nivel del mar para los cuales los datos mostrados en la curva de capacidad son válidos.

CAPÍTULO II

REGULACIÓN DE VELOCIDAD Y CARGA

2.1. Generalidades

Se describe someramente la forma en que se controla la velocidad en un primo-motor , empleando para ello por el gobernador o regulador de velocidad.

Se conoce que el primo-motor es un mecanismo encargado de convertir energía, ya sea ésta hidráulica, calorífica, eólica o algún otro tipo de energía, en energía mecánica.

Estos primo-motores son variados en su construcción y principios de funcionamiento, pero tienen características en común como las siguientes:

- Todos ellos obtienen su potencia de algún medio energético, pudiendo ser éste: combustibles fósiles, agua, vapor, etc.
- Son máquinas rotatorias.

a. Descripción del control

Cuando un primo-motor se encuentra girando a velocidad constante, se encuentra en equilibrio ya que el par resultante es cero, lo que significa que el par requerido es igual al par de salida del primo-motor, esto es:

$$T = T_s - T_{\text{requerido}}$$

En equilibrio, $T = 0$

Donde T es igual al torque de aceleración del rotor de la unidad.

Sin embargo, cuando la carga (por consiguiente también el par requerido $T_{\text{requerido}}$) decrece súbitamente, el par de salida T_s permanecerá momentáneamente sin cambios debido a que el flujo del medio energético no ha sufrido variación, existiendo en ese momento un exceso del T_s lo que produce una aceleración de la máquina.

La magnitud del incremento total de velocidad (para un par inicial dado) depende de la rapidez con la cual la potencia desarrollada por el primo-motor pueda ser cambiada a un nuevo valor y también del momento de inercia de la máquina. Durante el tiempo en que la potencia desarrollada es mayor que la carga, existe un exceso de energía que incrementa la energía cinética de rotación, y por ende la velocidad de giro; incidiendo sobre el ángulo del momento de torsión, afectando la estabilidad de la unidad.

La energía cinética de rotación se almacena en un rotor debido al movimiento de éste; esta energía es proporcional al Momento de Inercia I de la masa rotatoria multiplicado por el cuadrado de la velocidad angular. Por consiguiente, con un valor grande del momento de inercia es necesaria una gran cantidad de energía

para producir un cambio moderado en la velocidad de rotación; similarmente, si la carga se incrementa súbitamente, la velocidad decrece en forma moderada. Sin embargo el primomotor, por sí sólo, no regresa a su velocidad original después de un cambio de carga.

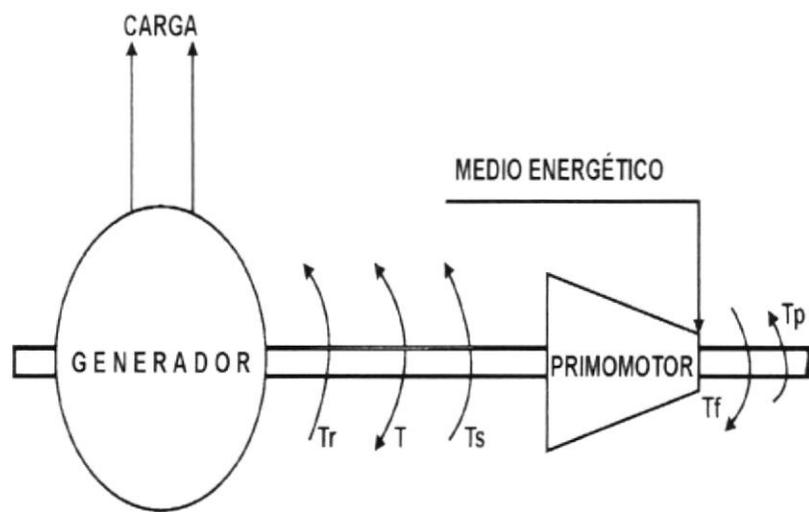


Fig. 2.1: Esquema de generación

Para llevar a cabo un control de la velocidad, es necesario, por ejemplo cuando hay sobrevelocidad, reducir el par de salida a un valor inferior al nuevo par requerido, produciéndose entonces una aceleración negativa o desaceleración. Esta es la función del sistema de gobierno o regulador de velocidad, que realizada en forma automática, debe restablecer el balance de

los pares cuando la máquina llega nuevamente a la velocidad deseada.

Donde:

T_f = Par desarrollado por el medio energético en función del flujo

T_p = Par resistente para adicionar auxiliares y vencer pérdidas

T_s = Par de salida del primo-motor $T_s = T_f - T_p$

T_r = Par resistente para accionar la carga

T = Par neto o resultante

b. Gobernador

El dispositivo encargado de controlar el valor de la frecuencia en una unidad de generación es conocido como gobernador.

En la figura a continuación mostrada se observa un esquema simplificado del control de velocidad de Watt.

En este esquema se puede notar que el eje principal de la turbina se acopla gracias a engranajes al eje vertical; y en el

extremo superior de éste se encuentran dos brazos que sujetan en sus extremos inferiores esferas metálicas.

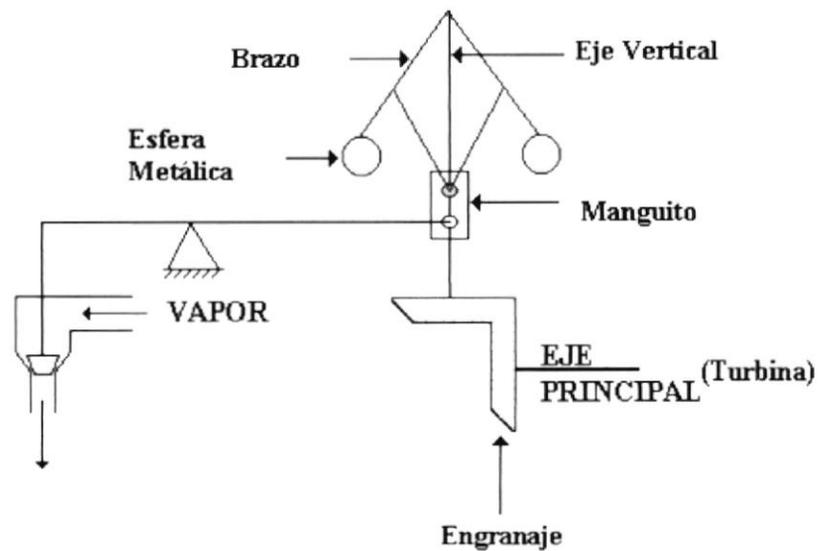


Fig. 2.2: Regulador de velocidad tipo WATT

Estos brazos se sujetan al manguito, pieza móvil que se desliza a lo largo del eje vertical; por medio de varillas. El manguito también está acoplado a una palanca articulada que es la que opera a la válvula de vapor.

En caso de equilibrio en el sistema, éste quedaría tal cual, pero en caso de alguna variación en la carga que trae consigo una variación en la frecuencia, pues las esferas metálicas estarán más o menos abiertas que en la posición anterior ocasionando esto que la válvula permita la entrada de más o menos vapor; teniendo en cuenta que la relación entre apertura de válvula y frecuencia (Hz) del sistema es inversamente proporcional.

Ahora bien, un sistema de control de velocidad moderno; es similar al ejemplo que se presenta a continuación:

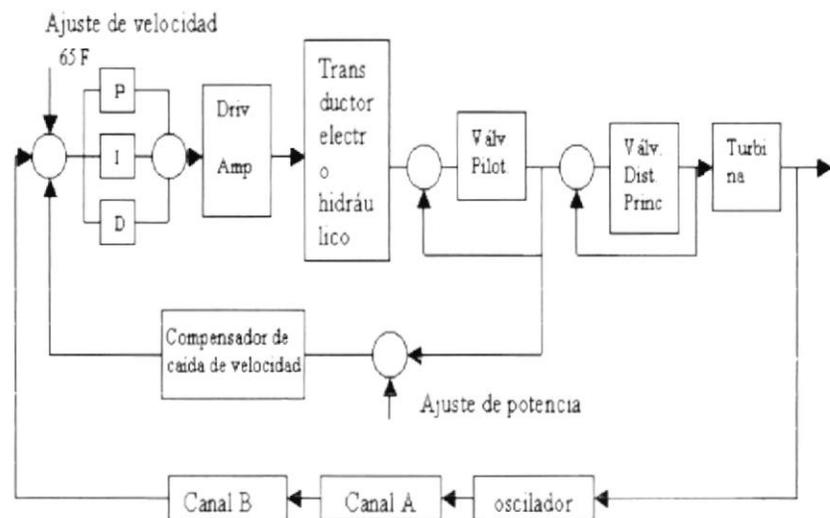


Fig. 2.3: Esquema de control de velocidad moderno

El principio de funcionamiento es como sigue:

La velocidad de la turbina se mide por medio de una rueda dentada que se encuentra acoplada directamente al eje del generador, dicha rueda envía una señal a un oscilador el cual genera una señal de pulsos con una frecuencia proporcional a la velocidad de la unidad (canal de velocidad A), luego la señal de pulsos se convierte en tensión continua en el canal B. La señal de voltaje entregada por el canal B se suma con la del selector de ajuste de caída de velocidad permanente (speed droop) y la de referencia de velocidad 65F mediante amplificadores operacionales; la salida de ellos alimenta luego a un controlador PID (Proporcional – Integral – Derivativo) paralelo.

La salida del control PID y la realimentación de la carrera del servomotor auxiliar ganan potencia en el amplificador DRIV-AMP que alimenta al transductor electro-hidráulico; éste convierte la señal de corriente en una de posición de la válvula piloto del servomotor auxiliar, la posición del servomotor auxiliar se mide a través de un transformador diferencial de voltaje lineal, para efectos de retroalimentación.

El movimiento del servomotor auxiliar se transmite a la válvula de distribución principal por medio de un mecanismo de palancas; la válvula posiciona el servomotor principal, el cual mueve el distribuidor de la turbina para regular el flujo de vapor y por lo tanto la velocidad de la turbina y del generador.

c. Frecuencia vs Carga

El gobernador actúa conforme se sucedan variaciones de frecuencia con el sistema. Pues bien, estas variaciones de frecuencia se deben en gran parte a las variaciones de la carga en un sistema determinado o bien por fallas; y las variaciones de esta última dependen de la naturaleza de la misma, ya que conocemos que las cargas se clasifican principalmente en residencial, comercial e industrial, teniendo cada uno de estos tipos de cargas comportamientos diferentes entre ellos.

Es por esto que las curvas de carga son de gran utilidad, ya que gracias a ellas se establecen modelos de demanda para elaborar programas de generación, que si bien no se cumplen al cien por ciento tienen una aproximación bastante cercana a la realidad.

2.2. Estatismo de Potencia

Ya se ha mencionado que existe una influencia de la variación de la carga en un sistema con respecto a cambios en la frecuencia del mismo, ahora se verá este fenómeno dentro de cada unidad de generación, ya que cada una responde de diferente manera ante un cambio en la potencia del sistema, debido al estatismo de cada máquina.

Se define el estatismo de un regulador de velocidad como el cambio de velocidad angular que se tiene al pasar de carga cero al cien por ciento de la carga, expresada en tanto por ciento de la velocidad nominal.

Así:

$$S = \frac{N_0 - N_L}{N_R} \times 100\% \quad (2.1)$$

Donde:

S = Estatismo (%)

N_0 = Velocidad angular en carga cero (RPM)

N_L = Velocidad angular a plena carga (RPM)

N_R = Velocidad angular (RPM)

Puesto que la velocidad angular es directamente proporcional a la frecuencia, de acuerdo a la relación

$$N = \frac{120 \times f}{2 \times p} \quad (2.2)$$

Donde:

N = Velocidad angular (RPM)

f = frecuencia (Hz)

p = # polos de la máquina

Quedando como ecuación final:

$$S = \frac{f_o - f}{f_r} \times 100\% \quad (2.3)$$

Donde:

f_o = frecuencia de la unidad sin carga (Hz)

f = frecuencia de la unidad a plena carga (Hz)

f_r = frecuencia nominal de la unidad (Hz)

O también:

$$S = \frac{P_R}{P} \times \frac{f_o - f'}{f} \times 100\% \quad (2.4)$$

Donde:

P_R = potencia Nominal (MW)

P = potencia generada (MW)

f' = frecuencia correspondiente a la potencia P

f_o = frecuencia de la unidad sin carga (Hz)

f = frecuencia de la unidad a plena carga (Hz)

Un gráfico que representa esta relación entre la potencia generada vs la frecuencia de la unidad es el siguiente:

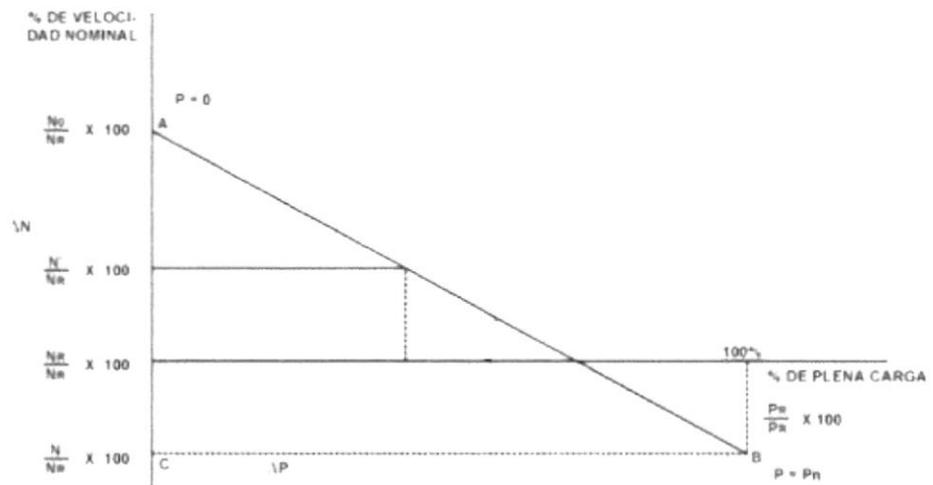


Fig. 2.4: Estatismo de potencia

Los valores de estatismos en cada unidad varían acorde a la función que la unidad tenga en el sistema; es decir si es una unidad de base, o una central de punta, ya que una central de base debe mantener su potencia generada prácticamente constante; es decir un estatismo alto (5%), mientras que las centrales de punta, que en Ecuador la mayoría son termoeléctricas, deben tener un estatismo más bajo para que sean más sensibles a variaciones de la frecuencia del sistema.

En el gráfico en el cual se muestra la actuación de un regulador de velocidad, cuya acción principal es el de mover la curva de estatismo para así seguir operando a la frecuencia que esté como referencia.

En esta gráfica se aprecia que existe una diferencia entre la regulación primaria de frecuencia y la regulación secundaria de la misma, ya que la primera es la realizada por la propia unidad, mientras que la segunda es operada por el control de velocidad de la misma.

cuando el sistema eléctrico se encuentra en régimen de operación normal. Se realiza a través de equipos instalados en las máquinas que permiten modificar en forma automática su producción.

b. Regulación Secundaria de Frecuencia

También conocida como RSF, es la acción manual o automática sobre los variadores de carga de un grupo de máquinas dispuestas para tal fin, que compensan el error final de la frecuencia resultante de la RPF. Su función principal es absorber las variaciones de la demanda con respecto a la pronosticada para el Sistema eléctrico en régimen normal.

Dichas variaciones habrán sido absorbidas en primera instancia por las máquinas que participan en la RPF. La RSF permite llevar nuevamente a dichas máquinas a los valores asignados por el despacho, anulando así los desvíos de frecuencia al producirse nuevamente el balance entre generación y demanda. Su tiempo de respuesta es del orden de varios minutos para, de ser posible de acuerdo a la magnitud de la perturbación, recuperar el valor nominal de la frecuencia.

CAPÍTULO III

PRUEBAS DE REGULACIÓN DE TENSIÓN

3.1. Generalidades

En este capítulo se trata acerca de las pruebas realizadas en las centrales termoeléctricas con el propósito de verificar el comportamiento del sistema de excitación del generador.

Estas pruebas no son sólo aplicables a centrales termoeléctricas sino que también tienen aplicación a los sistemas de control de excitación instalados en las centrales hidroeléctricas, ciclos combinados (turbo-gas y vapor)

Como se mencionó en la introducción, las pruebas de regulación de tensión se clasifican de acuerdo a las condiciones bajo las cuales son realizadas: en vacío o con carga.

Todas las pruebas tienen sus índices de aceptación

3.2. Pruebas con la Unidad en Vacío

3.2.1. Referencia del control automático de tensión

- a. Objetivo.- Esta prueba permite verificar el alcance del dispositivo de mando del control automático de tensión y determinar sus características estáticas (Histéresis, Linealidad y Simetría). Estas características serán definidas en el capítulo correspondiente a niveles de aceptación.

- b. Desarrollo de la prueba.- Para poder realizar esta prueba, el generador debe estar tanto a tensión como a frecuencia nominal, así como el control del regulador de tensión en automático.

Luego se aumenta la tensión en un diez por ciento (10%) o hasta llegar al máximo permitido por el control sin que opere la protección 59G o el limitador Volt/Hertz.

Luego se reduce la tensión hasta donde permita el control 90R (control automático de tensión) y finalmente se regresa a la posición inicial de prueba. En este lapso se toman unas cinco lecturas en forma escalonada, permitiendo que en cada una de ellas se estabilicen las variables.

Las variables a registrar son:

- Posición del control 90R (en porcentaje o tensión de salida en V_{cd})
- Tensión de generador (V_g)
- Tensión de excitación (V_f)

- Corriente de excitación (I_f)

3.2.2. Referencia del control manual de tensión

- a. Objetivo.- Esta prueba permite verificar el alcance de operación en vacío del dispositivo de mando del control manual y determinar sus características estáticas (Histéresis y Linealidad).
- b. Desarrollo de la prueba.- El generador debe estar a frecuencia y tensión nominal, así como su control de tensión debe estar en manual.

Luego se incrementa la tensión nominal en un 10% o hasta donde permita la protección 59G (sobretensión) o el limitador Volts/Hertz, para posteriormente disminuir la tensión nominal hasta que el control 70E (control manual de tensión) lo permita. Luego se toman cinco lecturas en forma escalonada, pero una vez que las variables se hayan estabilizado.



Las variables a registrar son:

- Posición del control 70E (en porcentaje o tensión de salida en V_{cd})
- Tensión de generador (V_g)
- Tensión de excitación (V_f)
- Corriente de excitación (I_f)

3.2.3. Seguidor Automático

- a. Objetivo.- Esta prueba permite determinar la magnitud del error que tiene el regulador de tensión al transferir de operación automática a operación manual y viceversa.

Tanto el seguidor de manual a automático como el seguidor de automático a manual son funciones del regulador de tensión mediante las cuales en el primero de los casos, el potenciómetro del control manual varía en la misma forma en que lo hace el control automático.

El seguidor de automático a manual tiene el mismo principio de operación con la diferencia de que en este

caso es el control automático el que sigue al control manual de excitación.

La función del seguidor automático es la de mantener en un mismo valor los potenciómetros que controlan la excitación tanto en forma manual como en automática. En el caso en que se pase la operación de automático a manual o viceversa, el valor de la tensión de excitación será el mismo que se tenía en la anterior forma de operación.

- b. Desarrollo de la prueba.- Para poder realizar esta prueba, el generador debe operar tanto a tensión como a frecuencia nominal, y el regulador de tensión debe estar en el canal automático.

Luego se realizan tres transferencias en 105 %, 100 % y 95 % de tensión nominal del generador en la forma siguiente:

- 1) Se lleva el generador a la tensión de prueba,
- 2) Se toma la lectura inicial,

- 3) Se transfiere el regulador de canal automático a canal manual
- 4) Se toma la lectura final una vez que se hayan estabilizado las diferentes variables.

En caso de contar con seguidor del manual, se efectuará la transferencia en sentido inverso a lo descrito para el seguidor del automático; es decir, se pasará de canal manual a canal automático.

Las variables a registrar en ambos casos son:

- Tensión del generador
- Tensión de excitación
- Corriente de excitación
- Señal del medidor de balance (V_{cd})

3.2.4. Excitación y desexcitación

- a. Objetivo.- Esta prueba permite verificar la operación correcta de la secuencia de excitación y la secuencia de desexcitación (reducción de la tensión de excitación), tanto en el canal manual como en el canal automático.

- b. Desarrollo de la prueba.- Son requisitos previos a la realización de esta prueba que el generador se encuentre bajo de condiciones de tensión y frecuencia nominales.

No es de importancia si el regulador se encuentra en canal manual o automático, ya que la prueba deberá hacerse, de ser posible, en ambos canales.

Luego se da la orden de apertura del interruptor de campo y se espera que la tensión del generador sea estable para proceder al cierre del interruptor de campo.

Las variables a registrar son:

- Tensión de generador (V_g)
- Tensión de excitación (V_f)
- Corriente de excitación (I_f)
- Posición del interruptor de campo (41 E)
- Señal del control del regulador (V_c)

3.2.5. Respuesta a escalones de tensión

- a. Objetivo.- Esta prueba permite evaluar el comportamiento que presenta el sistema de control de excitación ante la señal típica de prueba (escalón).

- b. Desarrollo de la prueba.- Con el sistema de excitación en automático, se introduce en el punto suma del regulador de tensión, una señal eléctrica o de programación vía software que modifique la referencia dada por el dispositivo 90R (control automático de tensión) a un valor tal que haga variar la tensión del generador en un 10% de su valor nominal, pero en el caso de que se alcance el tope de máxima excitación, se lo hará con un 5% más de la tensión nominal.

Esta prueba debe ser hecha, de ser posible, para escalones positivos y negativos de tensión.

Las variables a registrar son:

- Tensión de generador (V_g)
- Tensión de excitación (V_f)
- Corriente de excitación (I_f)

- Señal de Control del Regulador (V_c)
- Señal Escalón (V_{cd})

3.2.6. Respuesta a perturbación de tensión

- a. Objetivo.- Esta prueba permite determinar la precisión del regulador automático de tensión.
- b. Desarrollo de la prueba.- El regulador debe estar en canal automático y el generador operando a frecuencia y tensión nominal para luego introducir perturbaciones a la entrada del primer paso de amplificación (similar a la prueba anterior), pero en esta ocasión la duración de la señal de perturbación es sumamente corta porque se trata de un pulso aplicado al control de excitación.

Las variables a registrar son:

- Tensión del generador (V_g)
- Tensión de excitación (V_f)
- Corriente de excitación (I_f)
- Señal de control del regulador (V_c)

3.2.7. Limitador Volts/Hertz

- a. Objetivo.- Esta prueba permite verificar que el limitador mantiene la relación Volts/Hertz del generador, por abajo de la máxima permitida por el grupo generador-transformador de máquina.

- b. Desarrollo de la prueba.- Antes de la prueba, se deben verificar los puntos de ajuste de las protecciones de sobretensión del generador (59G) y de la protección Volts/Hertz del transformador de máquina para coordinarlas con la operación de este limitador.

Para el inicio de la prueba se requiere que el generador esté tanto a tensión como a velocidad nominal. Luego se procede a incrementar la tensión del generador con el dispositivo de mando del regulador de tensión automático hasta que opere el limitador, en este punto se toman las lecturas correspondientes.

Se realiza el mismo proceso descrito en el párrafo anterior para 59 Hz. 58 Hz. Y 57 Hz.

Se registran los valores de las siguientes variables:

- Tensión del Generador (V_g)
- Frecuencia del Generador (Hz)
- Tensión de excitación (V_f)
- Corriente de excitación (I_f)

3.3. Pruebas con la Unidad en Línea (Con Carga)

3.3.1. Limitador de Mínima Excitación

- a. Objetivo.- Esta prueba permite verificar la operación del limitador en diferentes puntos de acuerdo a la curva de capacidad del generador,
- b. Desarrollo de la prueba.- Es requisito para el inicio de la prueba que el generador se encuentre suministrando potencia nominal y que su regulador de tensión se encuentre en canal automático. Luego se procede a subexcitar el generador, es decir absorber reactivos, por medio del control 90 R hasta lograr la operación del limitador.

La prueba se realiza al 25%, 50%, 75% y 100% de la potencia nominal de la unidad.

Se toma lecturas de las siguientes variables:

- Tensión de generador (V_g)
- Tensión de Excitación (V_f)
- Corriente de Excitación (I_f)
- Potencia Activa (P)
- Potencia Reactiva (Q)
- Tensión de Barras (V_{Bus})
- Tensión de auxiliares (V_{aux})

3.3.2. Limitador de Máxima Excitación

- a. Objetivo.- Esta prueba permite verificar la operación del limitador en diferentes puntos de acuerdo a la curva de capacidad del generador.
- b. Desarrollo de la prueba.- Es requisito para el inicio de la prueba que el generador se encuentre suministrando potencia nominal y que su regulador de tensión se encuentre en canal automático. Luego se procede a sobreexcitar al generador, es decir, aportar reactivos al

sistema, por medio del control 90 R hasta lograr operar el limitador de máxima excitación.

La prueba se realiza al 25%, 50%, 75% y 100% de la potencia nominal de la unidad

Las variables a ser tomadas en consideración son:

- Tensión de generador (V_g)
- Tensión de Excitación (V_f)
- Corriente de Excitación (I_f)
- Potencia Activa (P)
- Potencia Reactiva (Q)
- Tensión de Barras (V_{Bus})
- Tensión de auxiliares (V_{aux})

Son las mismas variables que las que intervienen en la prueba de mínima excitación (MEL).

3.3.3. Estabilizador de Potencia

- a. Objetivo.- Esta prueba permite comprobar que los ajustes del estabilizador de potencia, permiten corregir el ángulo interno del generador al ocurrir perturbaciones en la red

eléctrica que hagan variar súbitamente la potencia eléctrica suministrada por la unidad.

- b. Desarrollo de la prueba.- Para la realización de esta prueba la unidad debe estar suministrando un 90% de su potencia nominal, el regulador de tensión debe estar en el canal automático y el estabilizador de potencia (PSS) fuera de servicio.

Luego se introduce un escalón de tensión de tal magnitud que provoque una variación de reactivos del orden del 25% de la potencia reactiva nominal en los dos sentidos (aportando y absorbiendo).

Después se realiza la misma prueba con el estabilizador de potencia en servicio.

Las variables a tomar en consideración son las siguientes:

- Tensión del generador (V_g)
- Tensión de excitación (V_f)

- Potencia activa (P)
- Potencia Reactiva (Q)
- Señal de Control (V_c)
- Señal de PSS (V_{cd})

3.3.4. Compensador de Reactivos

- a. Objetivo.- Esta prueba permite verificar el ajuste actual del dispositivo que permite distribuir uniformemente, entre los generadores operando en paralelo, la demanda de carga reactiva de la red eléctrica.
- b. Desarrollo de la prueba.- Es necesario para el inicio de esta prueba que el generador tenga su regulador de tensión en el canal automático y que no se encuentre generando potencia reactiva.

Luego se sobreexcitan o subexcitan otros generadores para bajar o subir la tensión de barras y por lo tanto la tensión en terminales del generador bajo prueba, para que de esta forma dicha unidad absorba o genere reactivos, respectivamente, compensando la variación de la tensión en los terminales del generador.

Las variables de consideración son las siguientes:

- Tensión del Generador (V_g)
- Tensión de Excitación (V_f)
- Corriente de Excitación (I_f)
- Potencia Activa (P)
- Potencia Reactiva (Q)

Se deben tomar lecturas de estas variables tanto al inicio como al final de la prueba.

CAPÍTULO IV

PRUEBAS DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD

4.1. Generalidades

En este capítulo se va a efectuar una descripción de las pruebas que se realizan a los dispositivos que conforman el sistema de control de velocidad de unidades generadoras termoeléctricas.

Todas las pruebas que a continuación se detallan son de aplicación a reguladores de velocidad mecánico-hidráulicos, instalados en turbinas de vapor de tipo de recalentamiento simple, condensación dos cilindros, doble flujo de escape (turbina de alta presión, turbina intermedia y turbina de baja presión), velocidad sincrónica y mecanismos de gobierno, válvulas de control y válvulas de

recalentado caliente, utilizadas en las Centrales generadoras de electricidad.

Se continúa la clasificación de las pruebas en vacío o con carga, pero la prueba "Apertura y Cierre de Válvulas de combustible" se la realiza con la unidad apagada.

4.2 Pruebas con Unidad Apagada

4.2.1. Tiempo de Apertura y Cierre de Válvulas

- a. Objetivo.- Esta prueba permite verificar que el funcionamiento se lleve a cabo sin atoramiento y las carreras sean las indicadas por diseño, comparando con las gráficas del fabricante o de reporte de puesta en servicio.

- b. Desarrollo de la prueba.- Se controla el funcionamiento desde la sala de control, confirmando que las señales de respuesta de las válvulas operativamente cumplan los valores establecidos en el diseño, indicadas en el manual operativo del fabricante. Utilizando los graficadores multicanal, se grafican las señales de respuesta de cada

válvula de control, interceptora y de paro, con la secuencia siguiente:

- Apertura y cierre normal.
- Cierre por emergencia

4.3. Pruebas con Unidad en Vacío

4.3.1. Verificación del Rango de Sincronización

- a. Objetivo.- Esta prueba permite confirmar los rangos de regulación del control de velocidad, que generalmente es del orden $\pm 5,0\%$ con respecto a la velocidad nominal, lo cual permitirá sincronizar a la unidad, ante grandes disturbios, a la frecuencia predominante en ese momento, para normalizar las condiciones operativas a 60,0 Hz en el menor tiempo posible.
- b. Desarrollo de la prueba.- Se actúa sobre el variador carga/velocidad del sistema de control, para que luego, paso a paso, se varíe la referencia de velocidad hasta que opere el tope mecánico, tanto en el sentido de incremento, como de decremento de la velocidad nominal.

Señales a graficar:

- Velocidad del turbo grupo (rev/ min)
- Referencia de velocidad (% ó en volts)

4.3.2. Respuesta al Escalón de Velocidad

- a. Objetivo.- Esta prueba permite verificar parámetros del sistema de gobierno (sobrepaso y amortiguamiento reducido).
- b. Desarrollo de la prueba.- Se actúa sobre el control de velocidad de la unidad. Para esto ya se ha fijado previamente el tope del incremento en 60 rev/min. De esta forma se estará generando el escalón de velocidad, el cual se aplicará en ambos sentidos: incremento y decremento.

Señales a graficar:

- Velocidad del turbogrupo
- Posición válvulas de gobierno

4.3.3. Oscilaciones Naturales de velocidad

- a. Objetivo.- Esta prueba permite verificar la estabilidad de la velocidad del turbogrupo (después de los escalones de velocidad).

- b. Desarrollo de la prueba.- Esta prueba consiste en graficar en estado estable las oscilaciones de velocidad después del escalón (velocidad del graficador en 5mm/min) y durante cinco minutos tomar lectura de las velocidades máxima y mínima, con el fin de obtener las oscilaciones naturales de velocidad de la unidad.

Para realizar esta gráfica, así como también la referente a los escalones de velocidad, se toma la señal de velocidad de la unidad de los puntos en el tablero del cuarto de operación que reflejen estas señales.

En el caso de no disponer de estos puntos; tan sólo se procede a tomar lecturas del valor de velocidad en las pantallas, pero no se puede graficar las señales de velocidad durante esta prueba.

Las señales a graficar son las siguientes:

- Velocidad del turbo grupo
- Posición de válvulas de gobierno
- Posición de válvulas de paro

4.4. Pruebas con Unidad en Línea (Con Carga)

4.4.1. Rango del Variador de Carga

- a. Objetivo.- Determinar la característica de funcionamiento dependiendo de la potencia eléctrica entregada por la máquina (MW) en función que va tomando el variador de carga.
- b. Desarrollo de la prueba.- Se actúa sobre el variador de carga/velocidad para paso a paso variar la referencia de potencia de la unidad, desde la mínima carga posible hasta la potencia máxima, tanto en el sentido de incremento, como de decremento de la potencia nominal.

En esta prueba sólo se consideran los valores de estado estable, no los de estado transiente.

Señales a graficar:

- Potencia (MW)
- Posición del variador (% o en volts)

4.4.2. Rango del Limitador de Carga

- a. Objetivo.- Verificar el rango de funcionamiento del Limitador de Carga en la Unidad, en el caso de que lo hubiere.
- b. Desarrollo de la prueba.- El desarrollo de la prueba es el mismo que para la prueba anterior con la diferencia que en esta ocasión se verifica el funcionamiento del limitador de carga para cada uno de los diferentes rangos.

Señales a ser registradas:

- Posición del limitador (%)
- Potencia Activa (MW)

4.4.3. Estatismo de Potencia

Es aquella compensación automática de potencia activa por efecto de una variación de frecuencia del sistema, y se prueba para verificar su valor real y compararlo con el ajuste aplicado,

estableciendo de esta manera la aportación de la unidad a la regulación primaria del sistema.

Estos datos los obtenemos de la prueba de rechazo de carga con 25% de la potencia base.

4.4.4. Rechazo de Carga

- a. Objetivo.- Esta prueba permite determinar el comportamiento del sistema de regulación de velocidad en condiciones perturbadas originadas por la desconexión de la unidad (caldera-turbina generador) del sistema eléctrico interconectado.

Se complementa por lo tanto, con las pruebas de regulación mencionadas anteriormente, para precisar el estado del equipo de regulación de velocidad del grupo turbogenerador.

Esta prueba debe coordinarse de tal manera que si se observa un comportamiento errático del gobernador, debe dispararse la unidad de inmediato.

- b. Desarrollo de la prueba.- Debido a que esta prueba es una de las más importantes que se efectúan en el grupo turbogenerador, se debe tener bien coordinado el trabajo requerido

Con Máquina a la mínima carga posible (15% de la potencia nominal), permaneciendo en estado estacionario al menos durante treinta minutos, tomar lecturas de los parámetros del sistema de gobierno (Válvulas de control y MW, para valores nominales de la presión y temperatura del vapor principal).

El estado previo al rechazo de carga debe considerar que la potencia reactiva de la unidad debe ser igual a cero.

El rechazo se efectúa abriendo el interruptor de máquina. Es importante tener la precaución de realizar un conteo de 10 a 0.

Se debe coordinar con el responsable de la central, personal del departamento de control y personal que

participa en esta prueba para instalaciones de equipo de prueba, operación del mismo y toma de lecturas

Los parámetros de interés se listan a continuación:

- Sobrevelocidad máxima alcanzada.
- Tiempo de estabilización de la velocidad.
- Velocidad en estado estable .
- Constante de inercia (H) del grupo turbogenerador.
- Estatismo permanente.

Señales a graficar:

- Potencia Activa (MW)
- Velocidad de la turbina
- Posición de válvulas de gobierno

CAPÍTULO V

NIVELES DE ACEPTACIÓN DE LAS PRUEBAS

5.1. Generalidades

Todos los parámetros bajo los cuales van a ser evaluados los resultados que se obtengan de las diversas pruebas realizadas a todas las centrales eléctricas del país mayores a 30 MW, que fueron las centrales sometidas a evaluación; serán en base a las normas que rigen para la CFE (Comisión Federal de Energía) de México, ya que LAPEM es un departamento de pruebas que pertenece a CFE.

5.2. Niveles de aceptación para pruebas de regulación de tensión

5.2.1. Pruebas en Vacío

- a. Referencia del control automático de tensión.

Para esta prueba se consideran los siguientes parámetros:

- Rango del 90R
- Simetría del 90R
- Histéresis del 90R
- No Linealidad del 90R

Que a su vez van a tomar en consideración a las siguientes variables:

- V_g máx.- Máximo valor obtenido de la tensión del generador al variar la referencia del 90 R.
- V_g mín.- Mínimo valor obtenido de la tensión del generador al variar la referencia del 90 R.
- V_g n.- Valor nominal de la tensión del generador.
- ΔV_g max.- Máxima desviación de tensión para una misma posición de la referencia 90 R.
- ΔV_g l.- Máxima desviación contra una recta trazadas desde los extremos de la curva V_g vs. Posición del 90 R.

La forma de la curva V_g vs. Posición del 90 R serán presentadas en los resultados de las diferentes unidades.

- a.1. Rango del 90 R.- El rango del 90 R (en porcentaje) se lo calcula de la siguiente manera:

$$R90R(\%) = \frac{V_g \text{ max} - V_g \text{ min}}{V_g n} \times 100\% \quad (5.1)$$

El rango del 90R tiene un valor satisfactorio cuando $R90R(\%)$ presenta un valor superior al 20% (veinte por ciento).

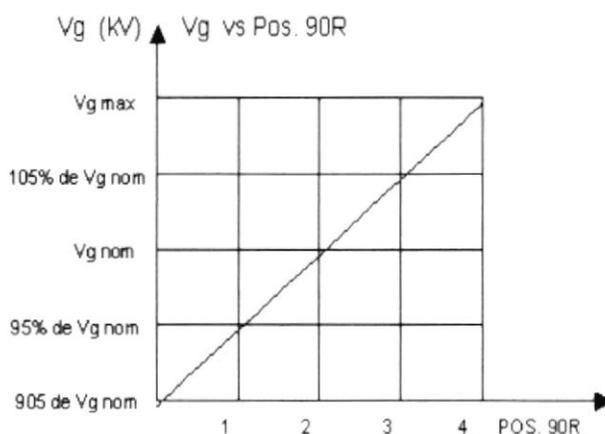


Fig. 5.1: Comportamiento ideal 90R

- a.2. Simetría del 90 R (S90R).- La simetría es un índice que permite determinar una relación entre el valor máximo al que puede llegar el valor de la tensión

de excitación versus el valor mínimo que puede alcanzar dicha tensión, tomando como referencia la tensión nominal de la unidad.

El valor de simetría (en porcentaje) se lo calcula con la siguiente fórmula:

$$S90R(\%) = \frac{V_{g \max} + V_{g \min} - V_{gn}}{2 V_{gn}} \times 100\% \quad (5.2)$$

El valor obtenido para S90R(%) debe estar comprendido en un rango de -5% (menos cinco por ciento) hasta 0% (cero por ciento).

- a.3. Histéresis del 90 R (H90R).- El índice de histéresis permite determinar qué tan grande es la variación en la curva de histéresis del control.

La histéresis del 90 R (en porcentaje) es obtenida con la siguiente ecuación:

$$H90R(\%) = \frac{\Delta V_{g \max}}{V_{gn}} \times 100\% \quad (5.3)$$

El porcentaje de histéresis del 90 R debe tener un valor menor al 1% (uno por ciento).

a4. Linealidad del 90 R (NL90R).-

$$NL90R(\%) = \frac{\Delta V_{gl}}{V_{g \max} - V_{g \min}} \times 100\% \quad (5.4)$$

El índice de aceptación se da cuando el NL90R(%) sea inferior al 1% (uno por ciento).

b. Referencia del control manual de tensión (R70E).

Para esta prueba se consideran los siguientes parámetros:

- Rango del 70E
- Simetría del 70 E
- Histéresis del 70E
- No Linealidad del 70E

Que a su vez van a tomar en consideración a las siguientes variables:

- $V_{g \max}$.- Máximo valor obtenido de la tensión del generador al variar la referencia del 70 E.

- $V_{g\text{mín.}}$ - Mínimo valor obtenido de la tensión del generador al variar la referencia del 70 E.
- $V_{gn.}$ - Valor nominal de la tensión del generador.
- $\Delta V_{g\text{max.}}$ - Máxima desviación de tensión para una misma posición de la referencia 70 E.
- $\Delta V_{gl.}$ - Máxima desviación contra una recta trazada desde los extremos de la curva V_g vs. Posición del 70E.

La forma de la curva V_g vs. Posición del 70 E serán presentadas en los resultados de las diferentes unidades.

b.1. Rango del 70 E (R70E).- El rango del 70 E (en porcentaje) se lo calcula así:

$$R70E(\%) = \frac{V_{g \text{ max}} - V_{g \text{ min}}}{V_{gn}} \times 100\% \quad (5.5)$$

El rango del 90R tiene un valor satisfactorio cuando $R70E(\%)$ presenta un valor superior al 35% (treinta y cinco por ciento).



- b.2. Histéresis del 70 E (H70E).- La histéresis del 70 E (en porcentaje) es obtenida con la siguiente ecuación:

$$H70E(\%) = \frac{\Delta V_{g \max}}{V_{gn}} \times 100\% \quad (5.6)$$

El porcentaje de histéresis del 90 R debe tener un valor menor al 5% (cinco por ciento).

- b.3. No Linealidad del 70 E (NL70E).-

$$NL70E(\%) = \frac{\Delta V_{gl}}{V_{g \max} - V_{g \min}} \times 100\% \quad (5.7)$$

El índice de aceptación se da cuando el NL70E(%) sea inferior al 5% (cinco por ciento).

- c. Seguidor Automático (S.A.).- Se calcula el porcentaje de error, tanto para el control automático como para el control manual, en donde consideraremos las siguientes variables:

- V90R: Tensión del generador con el regulador en automático
- V70E: Tensión del generador con el regulador en manual

Tanto para el seguidor del automático como para el seguidor del manual el porcentaje de error debe ser inferior al 1% (uno por ciento).

- c.1. Seguidor del automático.- El porcentaje de error se lo obtiene de la fórmula siguiente:

$$ErrorSA(\%) = \frac{V90R - V70E}{V90R} \times 100\% \quad (5.8)$$

- c.2. Seguidor del manual.- Con la siguiente fórmula se obtiene el porcentaje de error:

$$ErrorSA(\%) = \frac{V70E - V90R}{V70E} \times 100\% \quad (5.9)$$

- d. Desexcitación y excitación (Manual y Automático).-
Para este caso solamente se toman lecturas de los tiempos de excitación y desexcitación, ya sea en manual como en automático.
- e. Respuesta a escalones de tensión.-
Los índices de aceptación a continuación presentados son para reguladores de tipo estáticos, para reguladores tipo Brushless que es el caso de las unidades de

Electroquil, el tiempo de respuesta ha de esperarse que sea más lento.

Se presentan de todas formas los niveles de aceptación para reguladores de tensión del tipo estático, haciendo notar tres parámetros: tiempo de respuesta, sobrepaso y amortiguamiento reducido, los dos primeros los observaremos mejor en las gráficas de los análisis de las unidades.

e.1. Tiempo de Respuesta (t_r).- Es el tiempo comprendido para que la respuesta pase del 10% al 90% de la magnitud del escalón, y debe tener un valor inferior (para reguladores estáticos) a 0,250 s.

e.2. Sobrepaso (SP).- Se obtiene el SP con la siguiente fórmula:

$$SP(\%) = \frac{V_{\max} - V_{prom}}{V_{prom}} \times 100\% \quad (5.10)$$

Donde:

- V_{\max} : Es el valor máximo que alcanza la señal en su primera oscilación.

- V_{prom} : Es el valor estable de la señal.

Se considera como nivel de aceptación para esta prueba cuando el SP(%) no alcanza un valor de 25% (veinticinco por ciento).

- e.3. Tiempo de estabilización(t_s).- Es el tiempo requerido para que el escalón entre en una banda de $\pm 2\%$ del valor del escalón. El índice de aceptación (para reguladores estáticos) se da cuando t_s es menor a un segundo (1 s)

- e.4. Amortiguamiento Reducido (ζ).- ζ se lo calcula como sigue:

$$\zeta = \frac{-\ln(SP)}{\sqrt{\pi^2 + (\ln(SP))^2}} \quad (5.11)$$

Donde SP es el sobrepaso expresado en valores por unidad (p.u.). El nivel de aceptación se da cuando ζ se encuentra en el siguiente rango:
 $0,403 < \zeta < 1,00$

- f. Respuesta a perturbación de tensión.- Para esto se calcula el porcentaje de error entre los valores de voltaje obtenidos antes y después de la perturbación:

$$Error(\%) = \frac{Vg(inicial) - Vg(final)}{Vg(inicial)} \times 100\% \quad (5.12)$$

En este caso el error no debe llegar al 1% (uno por ciento).

- g. Limitador (Volts/Hertz)

Se halla el valor de operación con la siguiente fórmula:

$$Volts / Hertz = \frac{Vg \max}{\frac{Hz}{Vg(nom)}} \quad (5.13)$$

$$Hz(nom)$$

Para que el valor calculado de Volts/Hertz cumpla con los niveles de aceptación debe tener un valor de $1,1 \pm 0,01$ p.u.

Donde:

- $Vgmax$: Tensión donde opera el limitador (Volts/Hertz).

- Hz: Frecuencia correspondiente a la operación del limitador Volts/Hertz.
- V_{gn} : Tensión nominal del generador.
- $Hz_{(nom)}$: Frecuencia nominal de operación del generador.

5.2.2. Pruebas con Unidad en Línea (Con carga)

a. Limitador de mínima excitación (MEL)

Esta característica se la traza sobre la curva de capacidad del generador, debe ser ajustable en la zona de subexcitación del generador. Los técnicos de LAPEM recomiendan que su ajuste sea un 10% por encima de su nivel mínimo.

b. Limitador de máxima excitación (OEL)

Igual que la prueba anterior, se la traza directamente sobre la curva de capacidad del generador, y también debe ser ajustable en la zona de sobreexcitación de la curva de capacidad del generador.

c. Estabilizador de potencia

Como se dijo anteriormente en la descripción de la prueba, se comparan los resultados sin el PSS (estabilizador de potencia), y luego con el PSS.

Para esta comparación se efectúan los siguientes cálculos:

$$A_{fs} = \frac{P_3 - P_0}{P_1 - P_0} \quad (5.14)$$

$$A_{es} = \frac{P_3 - P_0}{P_1 - P_0} \quad (5.15)$$

Donde:

- A_{fs} : Factor con el PSS fuera de servicio.
- A_{es} : Factor con el PSS en servicio.
- P_0 : Potencia inicial del escalón.
- P_1 : Potencia máxima alcanzada en la primera cresta.
- P_3 : Potencia máxima alcanzada en la tercera cresta.

Nota: Para el cálculo de A_{es} se toma como valor de P_1 el mismo valor que se usó para el cálculo de A_{fs} . Es decir la

comparación radica principalmente en la variación de potencia de la tercera cresta.

Bajo estas condiciones el PSS estará en un nivel aceptable siempre y cuando:

$$0,5 Afs > Aes$$

c. Compensador de reactivos

Se calcula el porcentaje de compensación de reactivos de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$CR(\%) = \frac{\Delta V}{\frac{Vgn}{\frac{\Delta Q}{Qn}}} \times 100\% \quad (5.16)$$

Con los datos tomados se traza la curva CR(%) vs. V_g , donde se nota la operación del compensador de reactivos.

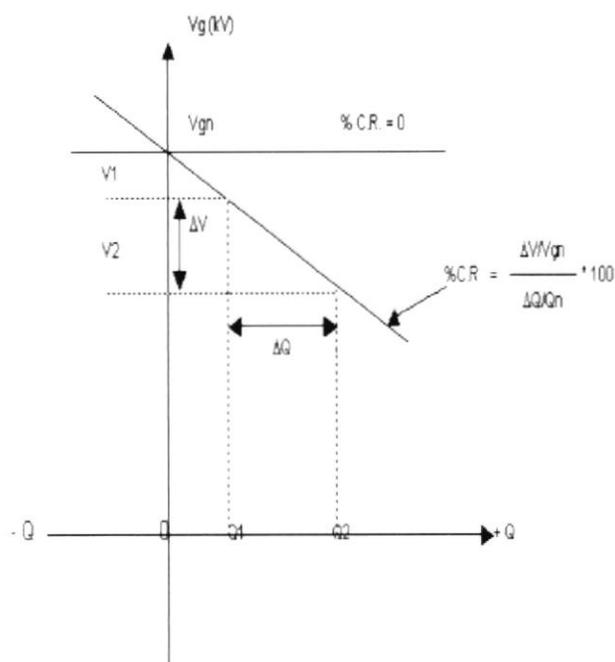


Fig. 5.2: Compensación de reactivos

5.3. Niveles de aceptación para pruebas de regulación de velocidad

5.3.1. Pruebas con Unidad apagada

a. Tiempo de apertura y cierre de válvulas

Se deben verificar las condiciones en que las válvulas abren y cierran, esto es sin presentar atoramientos, además de comprobar su característica, determinando los distintos tiempos de cierre. Si los resultados son similares a los de diseño del fabricante y/o a los

obtenidos en pruebas de puesta en servicio o en pruebas sintomáticas, se considera que son satisfactorios.

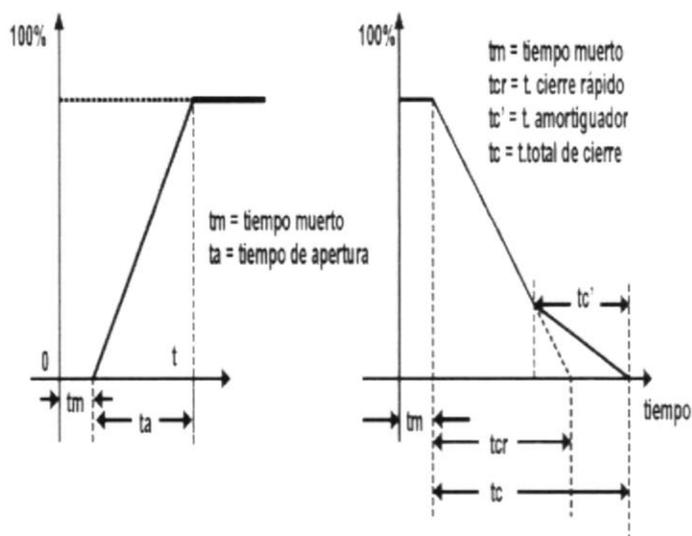


Fig. 5.3: Apertura y cierre de válvulas de combustible

5.3.2. Pruebas en Vacío

a. Verificación del Rango de Sincronización

Trácese la curva de la frecuencia vs. posición del variador. Se necesitarán los valores máximos y mínimos de frecuencia obtenidos durante la prueba para la determinación del Rango de Sincronización.

$$R.S.(%) = \frac{\Delta F}{Fn} \times 100\% \quad (5.17)$$

Donde:

R.S.= Rango de Sincronización

ΔF = F. Máxima – F. Mínima

F_n = Frecuencia Nominal

El nivel de aceptación se da si RS es menor o igual al 10% de la velocidad (frecuencia) nominal.

- b. Respuesta a escalón de velocidad de 1 Hz (59 a 60 Hz)

Esta se determina de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$Sp(\%) = \frac{F_d - F_i}{F_f - F_i} \times 100\% \quad (5.18)$$

Sp = Sobrepaso

F_i = Frecuencia Inicial

F_d = Frecuencia Máxima Alcanzada

F_f = Frecuencia final

El índice de aceptación se determina cuando el % de Sp es menor o igual al 30%

En el caso de ζ (Amortiguamiento), la fórmula para calcular el amortiguamiento, es en base al sobrepaso (Sp) calculado con anterioridad y se obtiene así:

$$\zeta = \frac{-\ln(Sp)}{\sqrt{\pi^2 + (\ln(Sp))^2}} \quad (5.19)$$

El nivel de aceptación se da en este caso cuando el valor del coeficiente ζ está entre 0,36 y 1.

c- Oscilaciones naturales de velocidad

La fórmula para calcular las oscilaciones naturales de la unidad es la siguiente:

$$Osc. Nat.(\%) = \frac{F_{max} - F_{min}}{F_n} \times 100\% \quad (5.20)$$

El nivel de aceptación se da cuando este porcentaje representa un valor inferior o igual a 0,08% de la velocidad nominal.

5.3.3. Pruebas con Unidad en Línea (Con carga)

a. Rango del variador y limitador de carga.

Serán necesarios los valores máximos y mínimos de potencia obtenidos durante la prueba para la determinación del rango del variador de carga.

$$R.V.(\%) = \frac{\Delta P}{P_n} \times 100\% \quad (5.21)$$

Donde:

R.V. = Rango del Variador

$$\Delta P = P_{\text{máx.}} - P_{\text{mín}}$$

P_n = Potencia Nominal

El índice de aceptación se da cuando el rango del variador de carga corresponde a más del 8% de la potencia nominal.

b. Rechazos de Carga

La figura que a continuación se muestra presenta una curva típica de la velocidad del turbogrupo después de interrumpir el suministro al sistema eléctrico interconectado abriendo el interruptor de la máquina.

Los parámetros calculados serán:

b.1 Sobrevelocidad:

$$\Delta F = F_d - F_i \quad (5.22)$$

Donde:

F_d : Frecuencia máxima (Hz)

F_i : Frecuencia antes del rechazo (Hz)

F_f : Frecuencia final (Hz)

F_n : Frecuencia nominal (Hz)

P_r : Potencia del rechazo (MW)

P_n : Potencia nominal (MW)

Para obtener F_d :

$$\% \Delta F = \frac{F_d - F_i}{F_n} \times 100\% \quad (5.23)$$

El índice de aceptación se da cuando $\% \Delta F < 7\%$

b.2 Estatismo (S):

$$S = \frac{\frac{F_f - F_i}{F_n}}{\frac{P_r}{P_n}} \times 100\% \quad (5.24)$$

El índice de aceptación es cuando S está comprendido con valores entre 4% y 5%.

b.3 Aceleración máxima de la turbina (α_{\max}). Ver la siguiente figura.

$$\alpha_{\max} = \frac{F1 - F2}{T_{ac}} \frac{Hz}{seg} \quad (5.25)$$

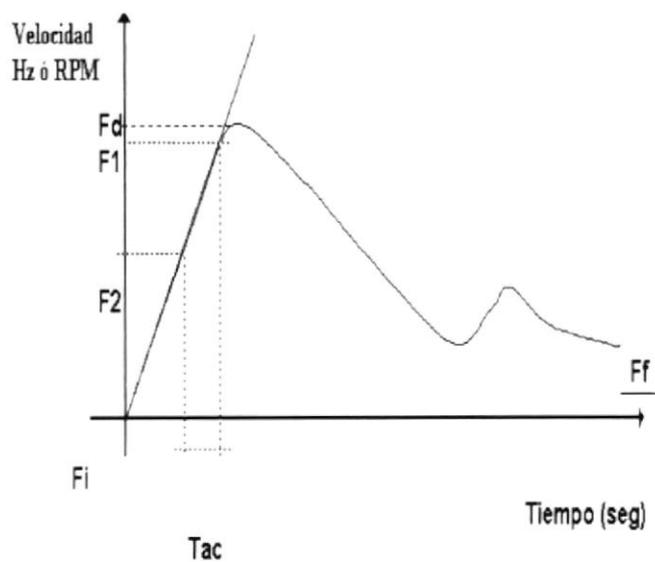


Fig. 5.4: Comportamiento de frecuencia ante rechazo de carga

- b.4 Constante de inercia (H) del grupo turbina-generador

$$H = \frac{60}{2\alpha \max} \times \frac{P_r}{P_n} \text{seg} \quad (5.26)$$

Se da un nivel de aceptación cuando H es mayor o igual a 5 seg.

CAPÍTULO VI

ANÁLISIS DE RESULTADOS DE PRUEBAS DE REGULACIÓN DE TENSIÓN

Una vez descritos los procedimientos y los parámetros bajo los cuales se determina el estado de los reguladores de tensión, se presentan los resultados de cuatro unidades generadoras termoeléctricas a las cuales se les hicieron las pruebas anteriormente descritas.

No se va a presentar todas las variables que se anotan en cada una de las diferentes pruebas, sino que se presentan los parámetros sobre los cuales se va a evaluar su desempeño. En el caso que sea necesario presentar todos los resultados de las diferentes variables, se lo hará.

De aquí en adelante, por motivos de comodidad, se asigna una letra a cada una de las unidades generadoras de la siguiente manera:

Unidad A → Unidad #2 de Electroquil

Unidad B → Unidad # 2 Álvaro Tinajero

Unidad C → Unidad Trinitaria

Unidad D → Unidad #2 de Gonzalo Zevallos

a. Referencia del Control Automático de Tensión (90R)

Unidad	Rango Probado	Histéresis	No Linealidad	Simetría
A	14,64%	2,75%	18,80%	2,61%
B	No hubo prueba	No hubo prueba	No hubo prueba	No hubo prueba
C	12,91%	0,44%	3,42%	5,01%
D	20,79%	2,87%	13,8%	0,10%

Tabla I Resultados 90R

Vale indicar que en la Unidad B no se realizaron las pruebas ni del control automático de tensión ni del control manual tampoco, por

cuanto la central en mención no tenía los manuales de los equipos, sin los cuales hubiera sido imposible determinar los pines dentro de la tarjeta del control que nos indiquen la posición del mismo.

En lo que respecta a los resultados; los rangos probados se encuentran dentro de los valores esperados a excepción de la rango de la Unidad D que presenta un rango un poco superior al límite que es del 20%, 10% hacia arriba y 10% hacia abajo del voltaje nominal del generador.

Los valores calculados para la histéresis permite ver que los controles tienen un margen de variación superior al esperado, esto se verá con más detalle en los diferentes gráficos que a continuación se muestran con los valores de voltaje en el generador y de la posición del control. En cada una de las diferentes gráficas se observan las curvas de histéresis, que en el caso de la unidad C es sumamente angosta, mientras que con las otras dos unidades es más amplia.

La línea trazada con azul es la línea trazada para obtener la no linealidad del sistema, ya que debía ser una línea que uniese los dos puntos más extremos de la curva, mientras que la línea negra horizontal muestra el voltaje de referencia, 13,8 KV.

Gracias a los gráficos se puede concluir que el control automático de la unidad C es la que presenta el valor de simetría más alto ya que observando el gráfico con claridad, se nota que la mayor parte de la curva se encuentra dibujada por debajo del voltaje de referencia.

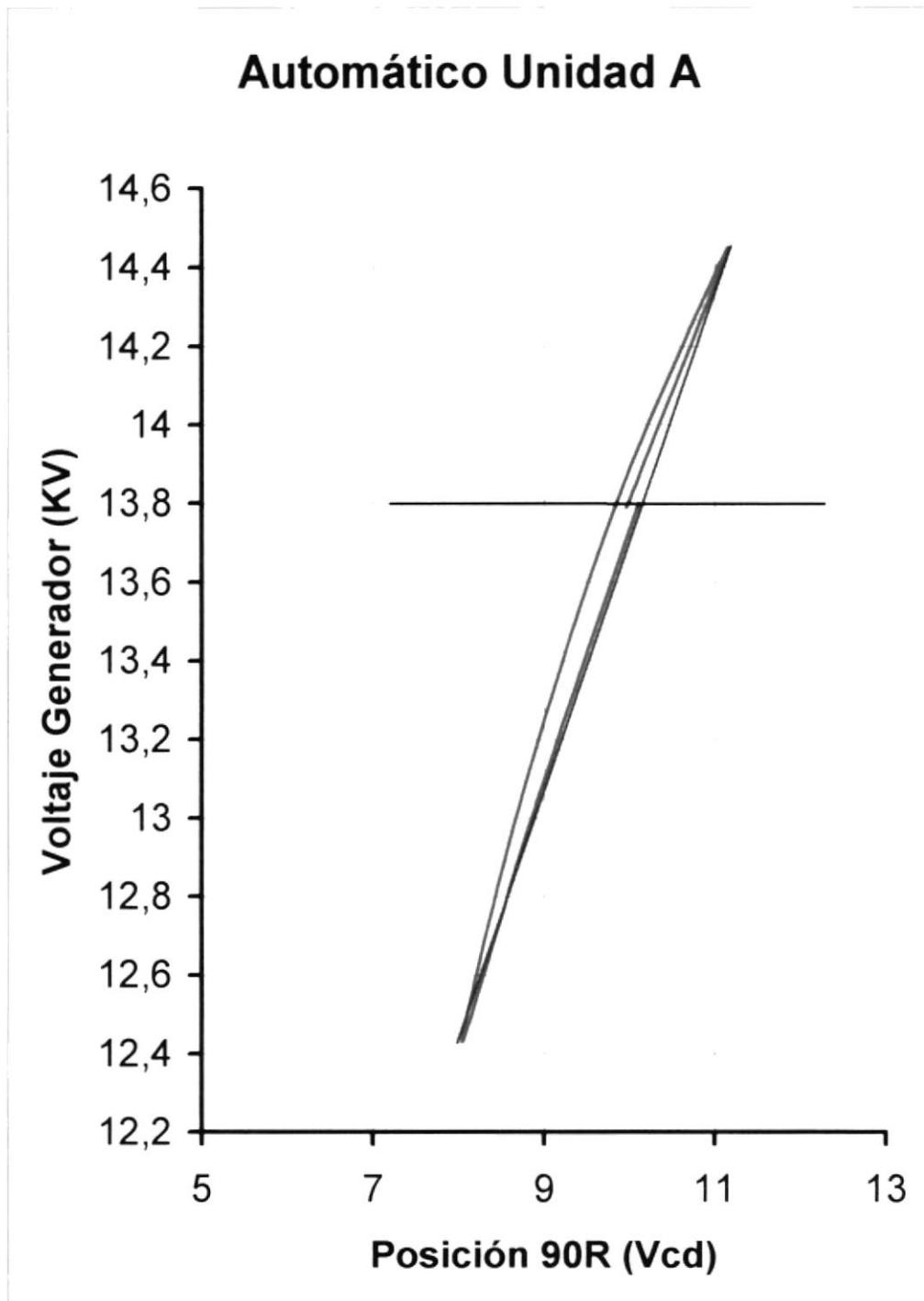


Fig. 6.1: Referencia 90R Unidad A

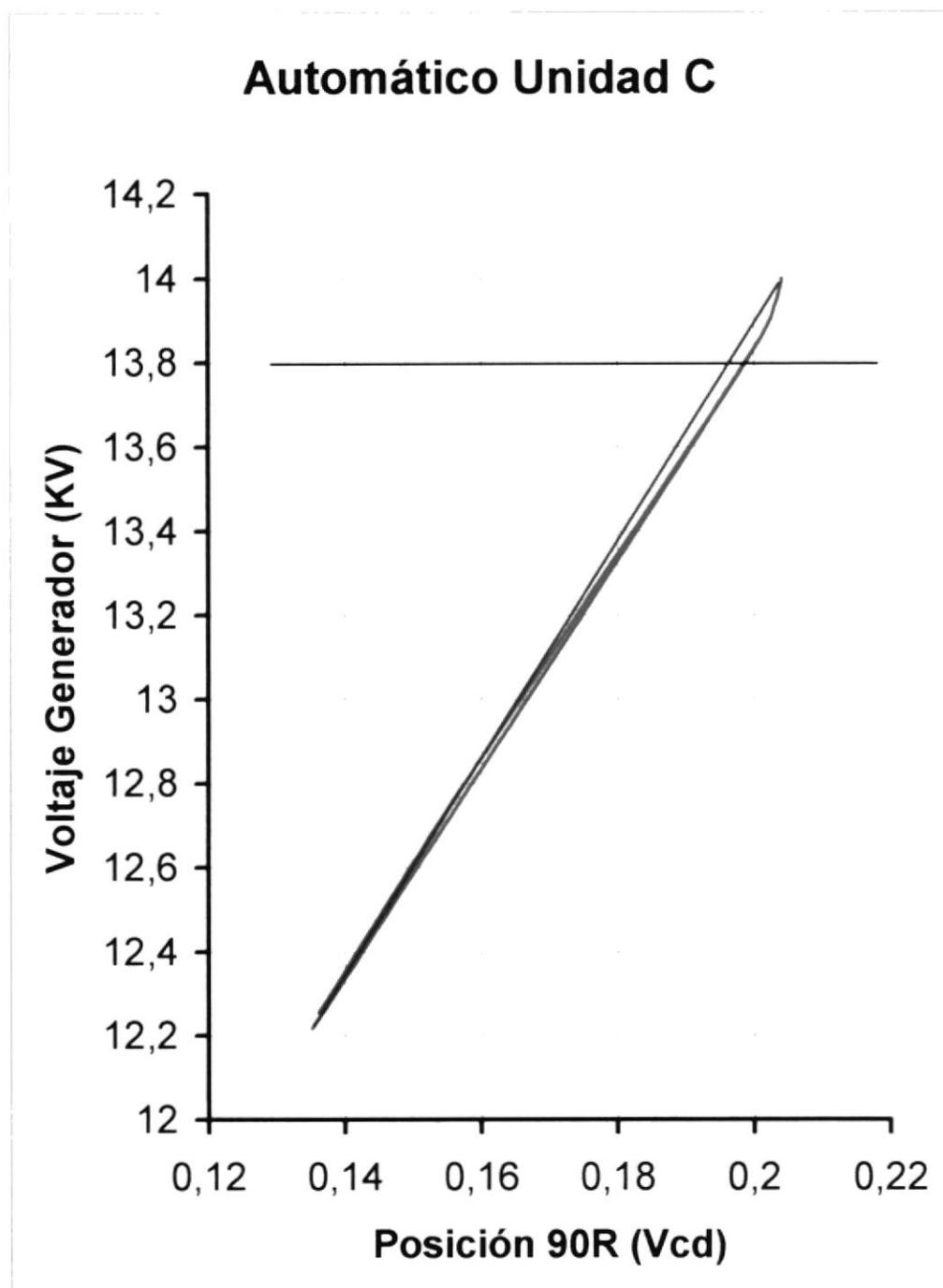


Fig. 6.2: Referencia 90R Unidad C

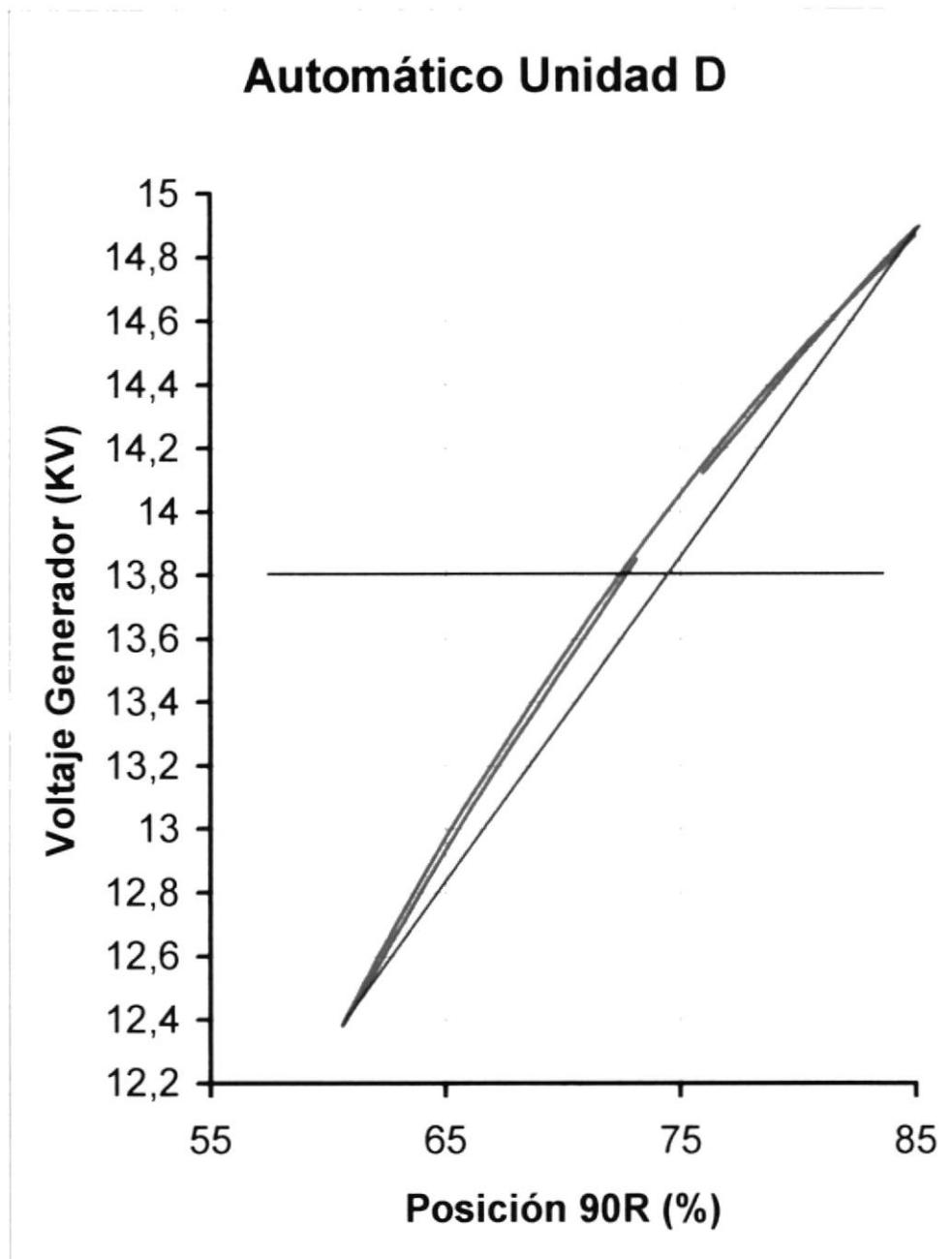


Fig. 6.3: Referencia 90R Unidad D

b. Referencia del Control Manual de Tensión (70E)

Unidad	Rango Probado	Histéresis	No Linealidad	Simetría
A	14,86%	2,84%	19,12%	2,50%
B	No hubo prueba	No hubo prueba	No hubo prueba	No hubo prueba
C	19,036%	2,89%	15,15%	5,56%
D	22,39%	6,45%	28,80%	1,78%

Tabla II Resultados 70E

Los rangos probados se encuentran dentro de los valores esperados, es decir dentro del 35%; al igual que para los valores de histéresis a excepción de la unidad D, que tiene un valor que se encuentra por encima de los valores admitidos que son del 5%, en el caso de la simetría se encuentran valores dentro de los límites establecidos, aunque la unidad C presenta una simetría ligeramente elevada.

Es mucho más fácil darse cuenta de esto en los siguientes gráficos, que de igual manera que ocurrió con el control automático, permiten visualizar el desempeño del control, por ejemplo a pesar de que el control manual de la unidad D presenta una excelente simetría no se

puede decir lo mismo de su curva de histéresis, porque la misma tiene un área demasiado grande.

También se nota una cierta paridad de respuesta del control manual y automático en la Unidad A, a diferencia de la unidades C y D donde los valores sí son bastante diferentes.

Cabe recalcar que tanto las unidades C y D tienen reguladores de tensión de estado sólido mientras las unidades A y B son de tipo Brushless.



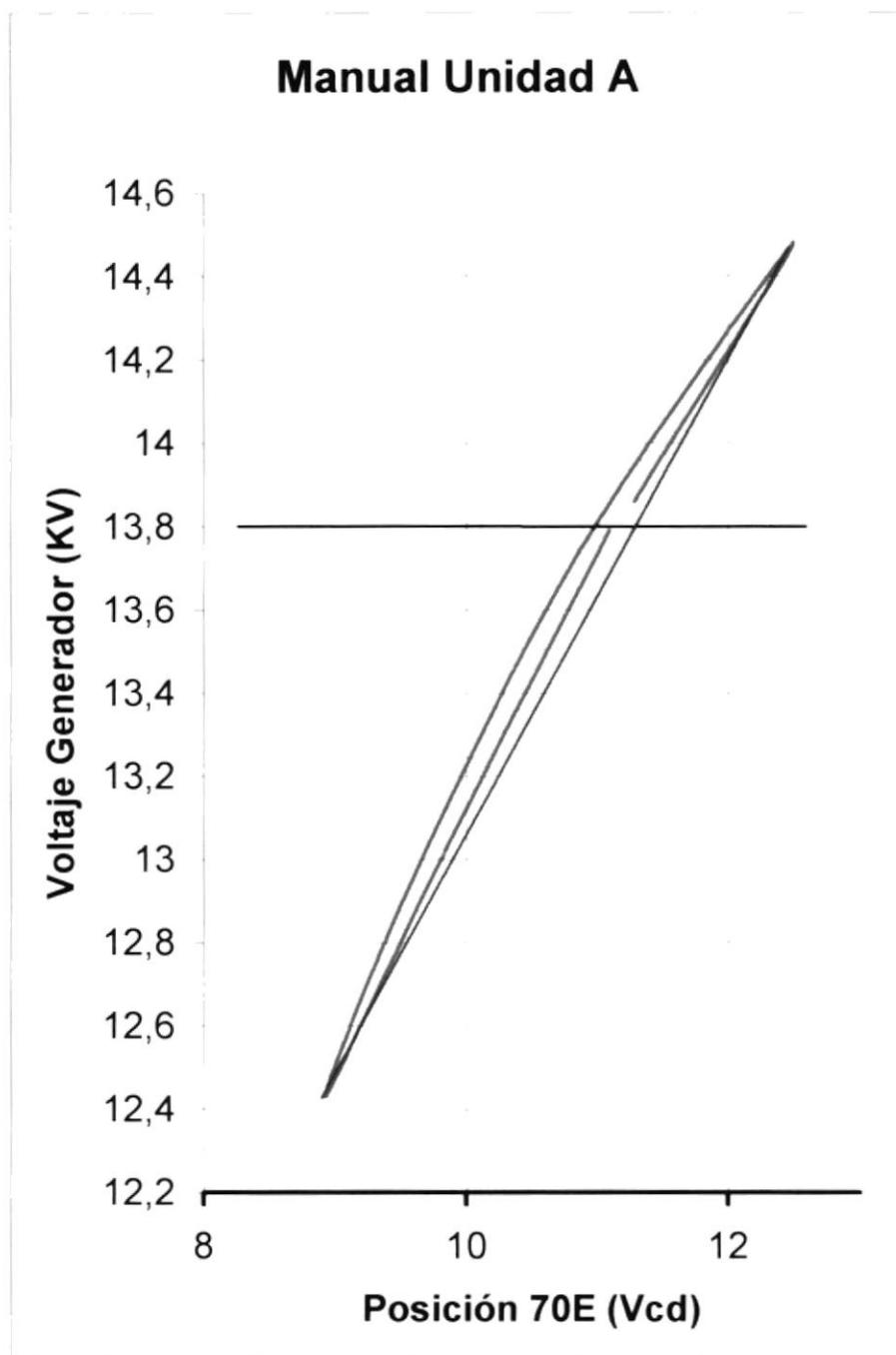


Fig. 6.4: Referencia 70E Unidad A

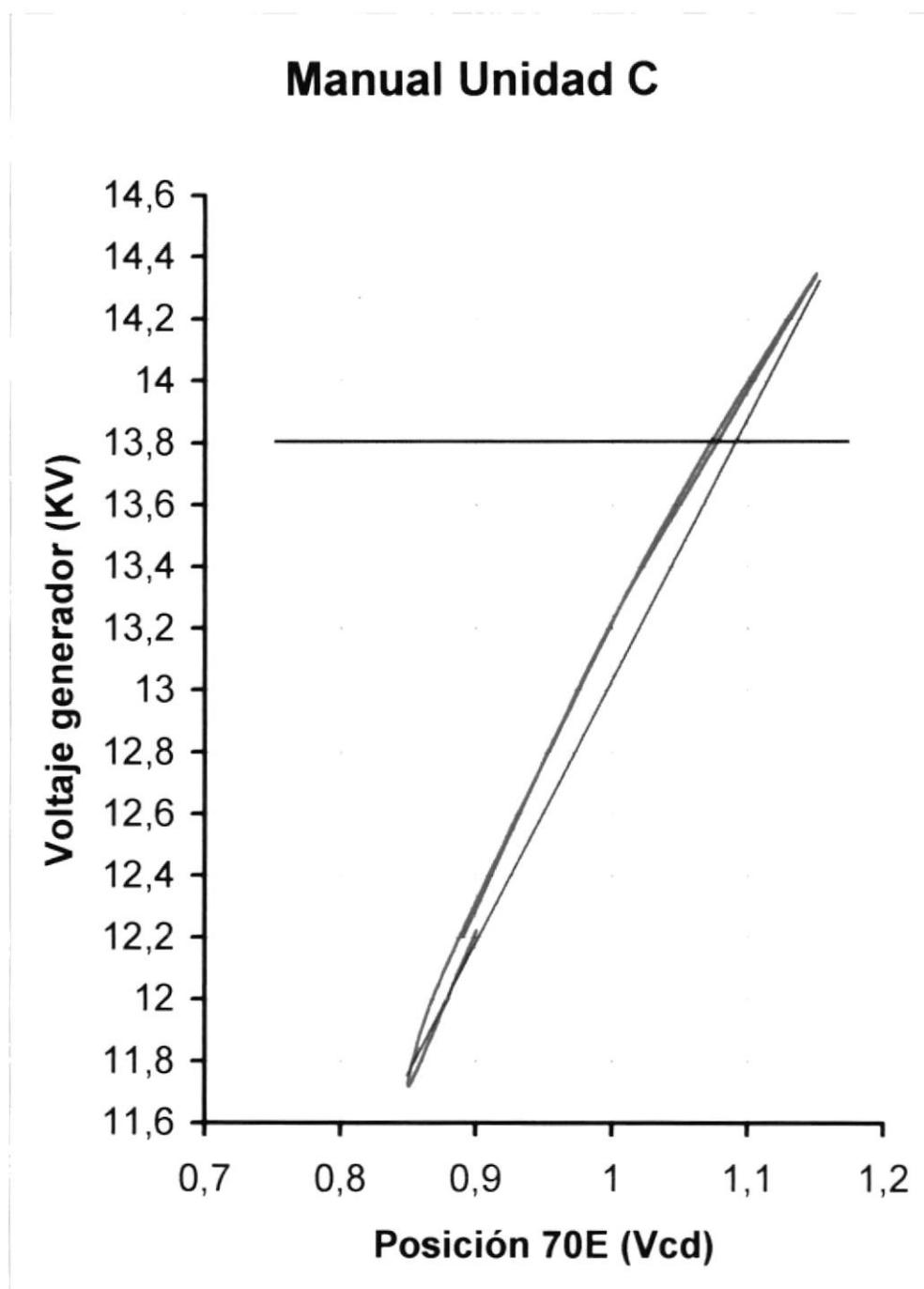


Fig.6.5: Referencia 70E Unidad C

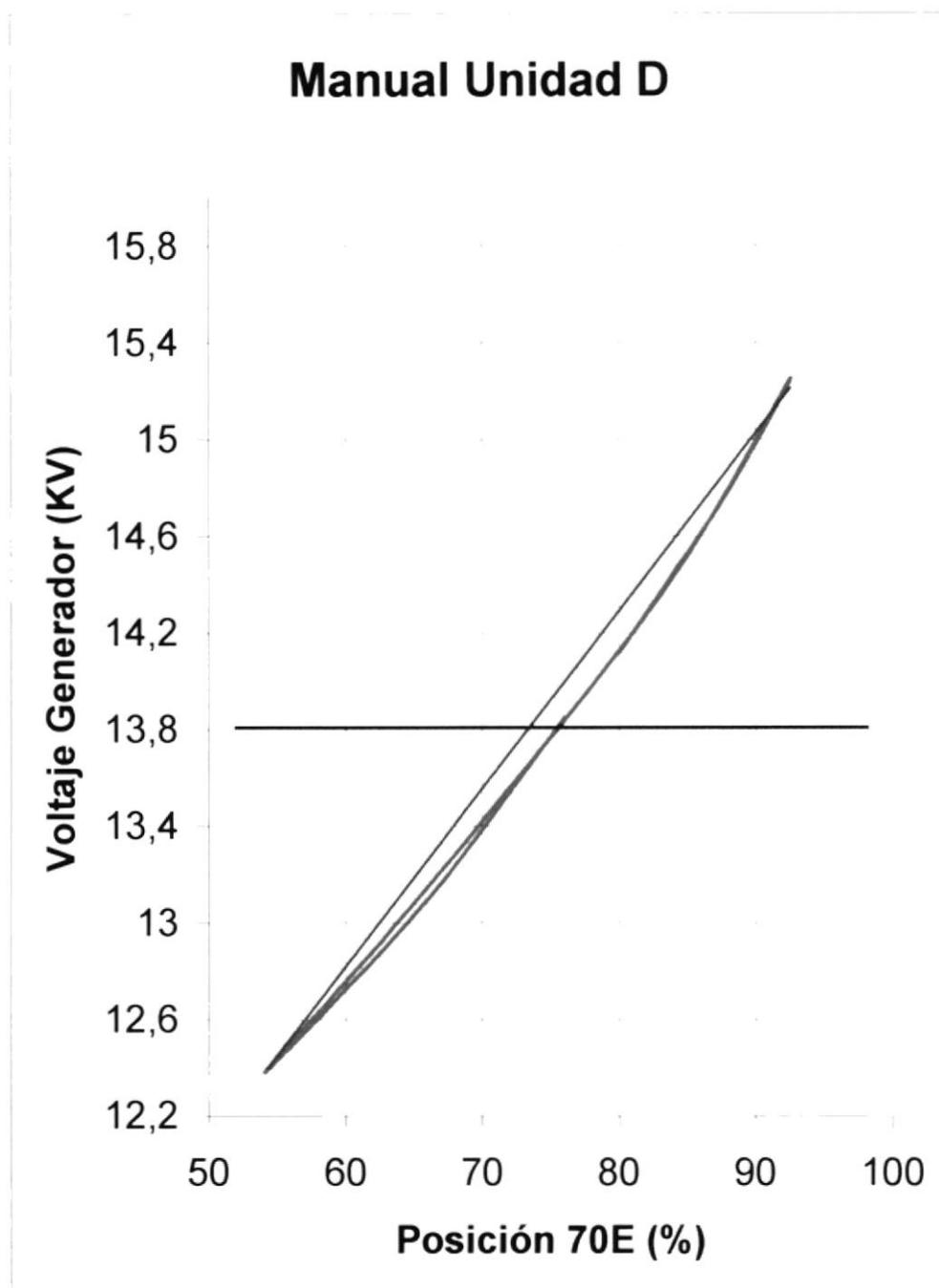


Fig. 6.6: Referencia 70E Unidad D

c. Seguidor Automático

En esta prueba se van a ubicar dos tablas ya que una es para verificar cuando el control manual siga al automático y la otra es para anotar los valores del seguidor de automático a manual en el caso de que lo hubiera.

Unidad	% Error Vn.	% Error	% Error	% Error
		0,95Vn	1,05 Vn	Prom.
A	1,67%	1,75%	1,05%	1,49%
B	0,07%	0,00%	0,00%	0,02%
C	0,80%	1,46%	1,37%	1,21%
D	-0,51%	-1,98%	1,04%	-0,48%

Tabla III Resultados seguidor manual a automático

Unidad	% Error Vn	% Error	% Error	% Error
		0,95Vn	1,05 Vn	Prom.
A	No existe	No existe	No existe	No existe
B	0.07%	0,00%	0,00%	0,02%

C	No existe	No existe	No existe	No existe
D	No existe	No existe	No existe	No existe

Tabla IV Resultados seguidor automático a manual

Para este caso, existen valores de errores que sobrepasan el 1% como el caso de la Unidad A y C; pero no significativamente ante lo cual los resultados se consideran satisfactorios.

Como se ve en la prueba del seguidor de automático a manual, tan sólo el control de la unidad B tiene esta capacidad y se encuentra dentro del nivel de aceptación. En aquellas ocasiones en que el automático no sigue al manual; es el operador de cada central quien tiene que volver a ubicarlos en la misma posición.

d. Excitación y desexcitación.-

En esta prueba se verifica la excitación y desexcitación tanto en manual como en automático. La variable que se registra en este caso es el tiempo de estabilización.

Como se mencionó en los niveles de aceptación, ésta prueba tenía el único objetivo de verificar los tiempos de excitación y desexcitación con los datos del fabricante.

Unidad	Exc. Auto.	Desexc. Auto.	Exc. Manual	Desexc. Manual
A	13,95 seg.	46,46 seg.	Depende Oper.	44,73 seg.
B	6,67 seg.	49,00 seg.	No se pudo	48,5 seg.
C	9,64 seg.	18,7 seg.	12,47 seg.	14,87 seg.
D	No excita	28,05 seg.	34,69 seg.	29,01 seg.

Tabla V Tiempos excitación y desexcitación

A continuación se presentan algunos de los gráficos de excitación y desexcitación tanto en manual como en automático.

No en todas las centrales se encuentran disponibles las opciones de excitar y desexcitar tanto de forma manual como automática, como en el caso de la Unidad B; mientras que en otros casos como en el de la Unidad A, la excitación en manual es realmente es manual y depende

exclusivamente del operador de la unidad el tiempo en que se demora en llegar la unidad a tensión nominal.

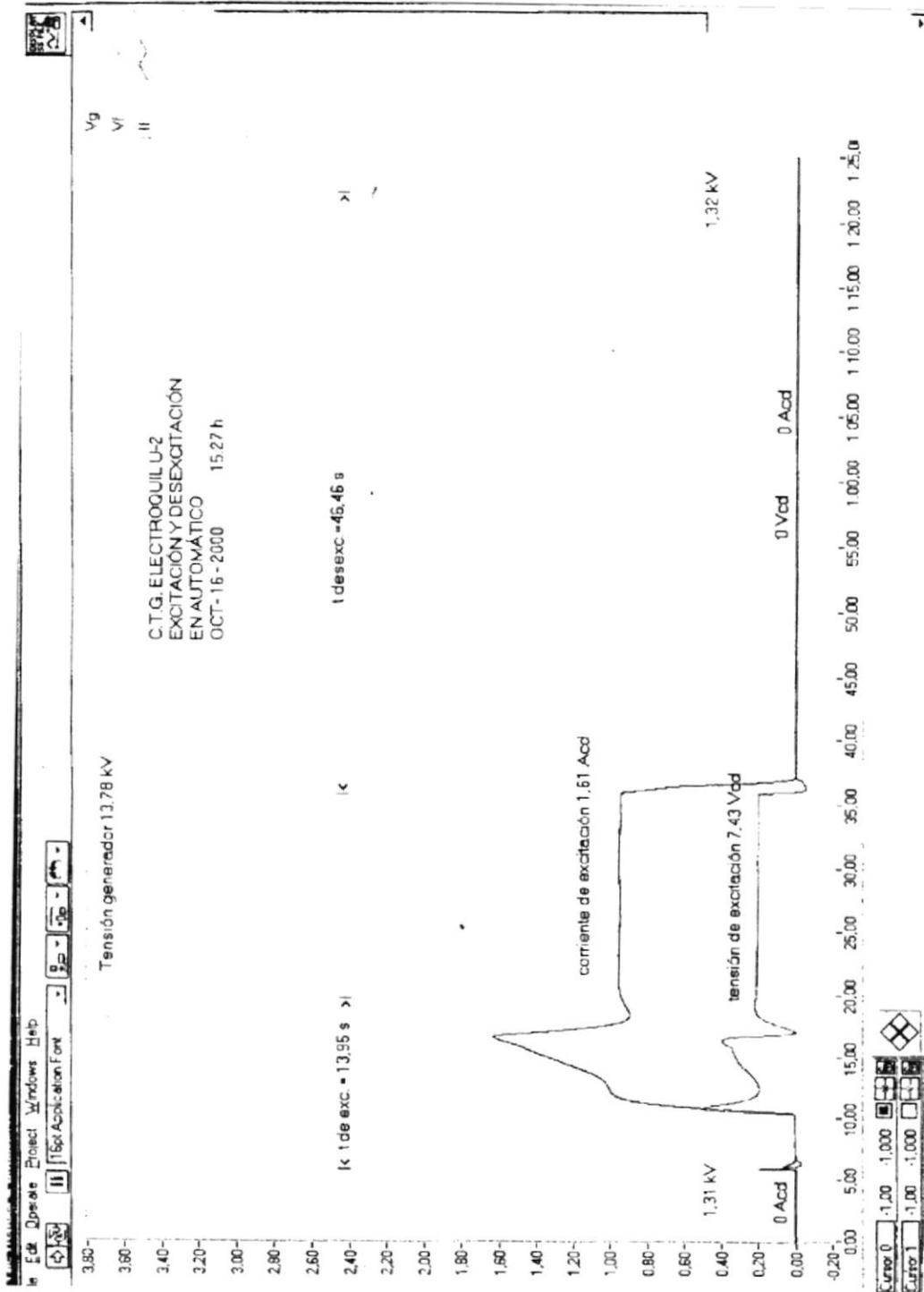


Fig. 6.7: Excitación y desexcitación en automático Unidad A

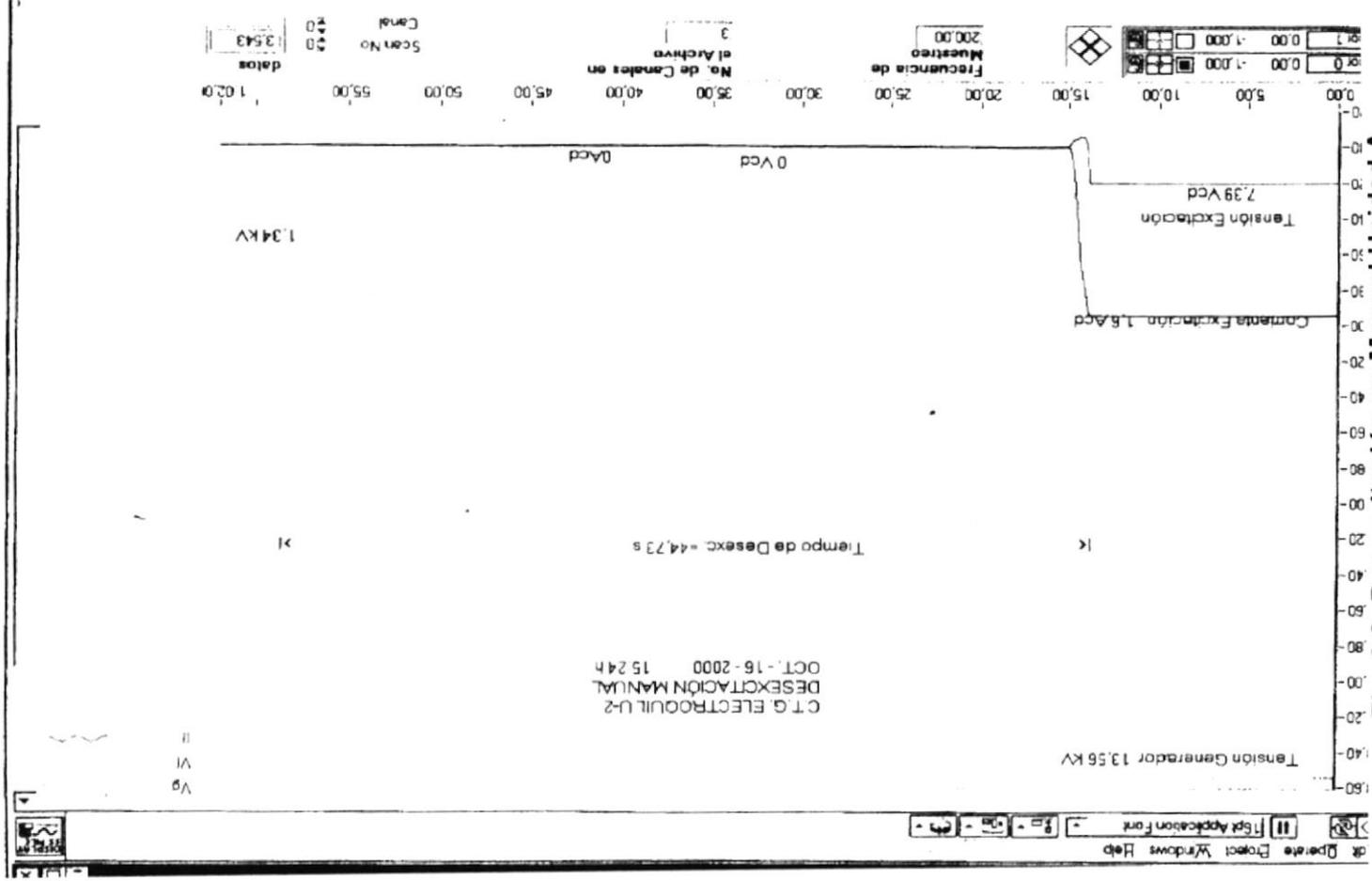


Fig. 6.8: Desexcitación en Manual Unidad A

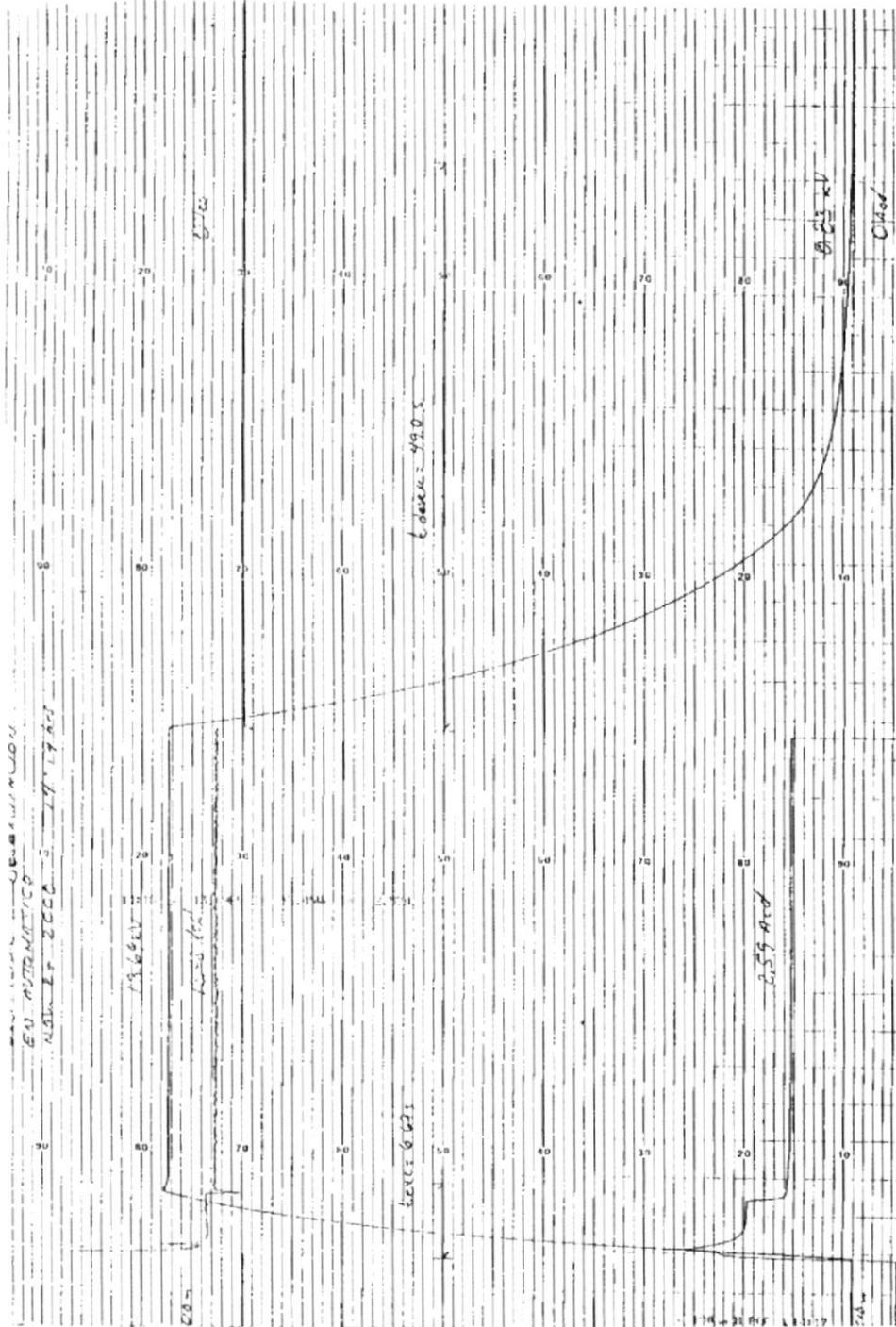


Fig. 6.9: Excitación y desexcitación en automático Unidad B

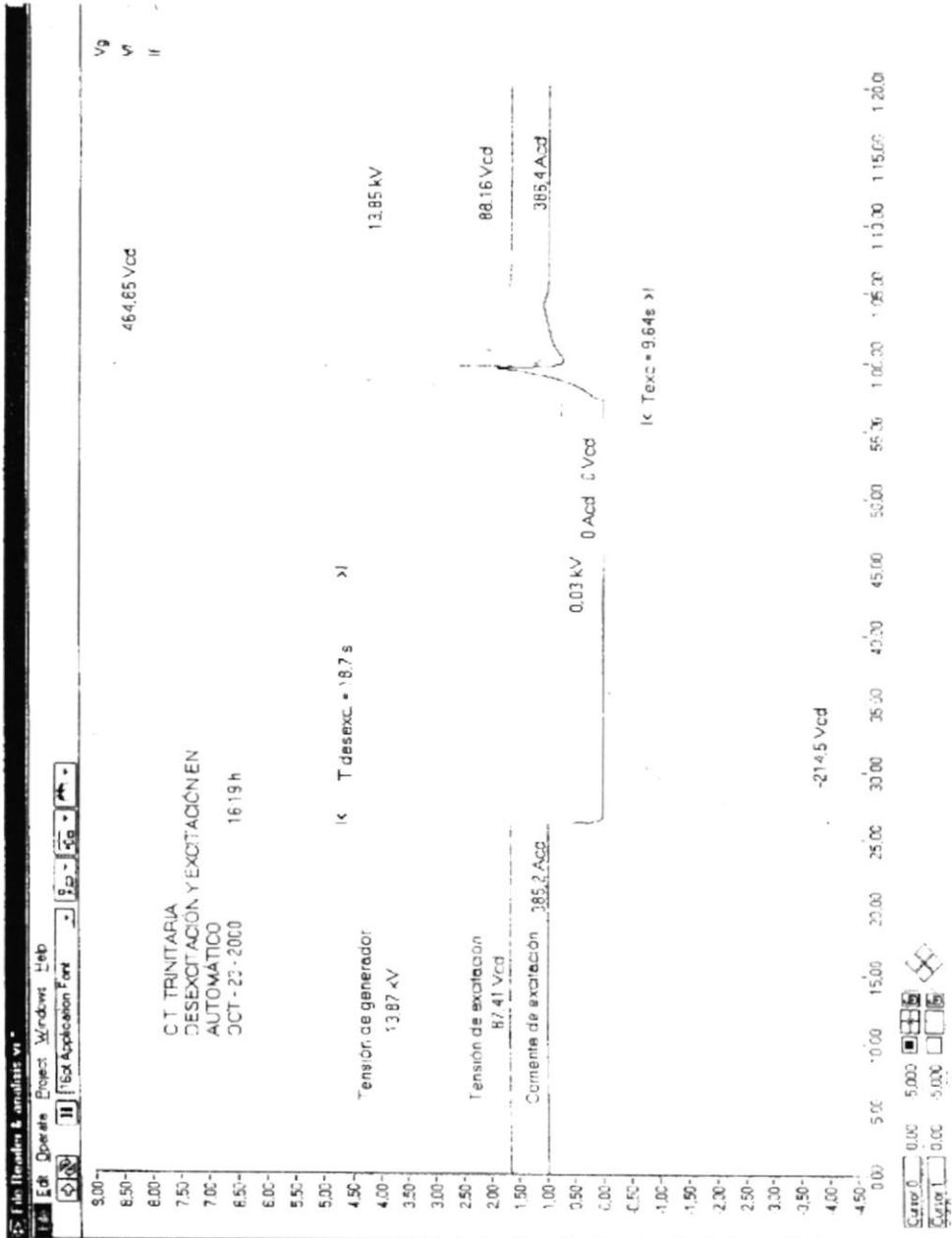


Fig. 6.10: Excitación y desexcitación en automático Unidad C

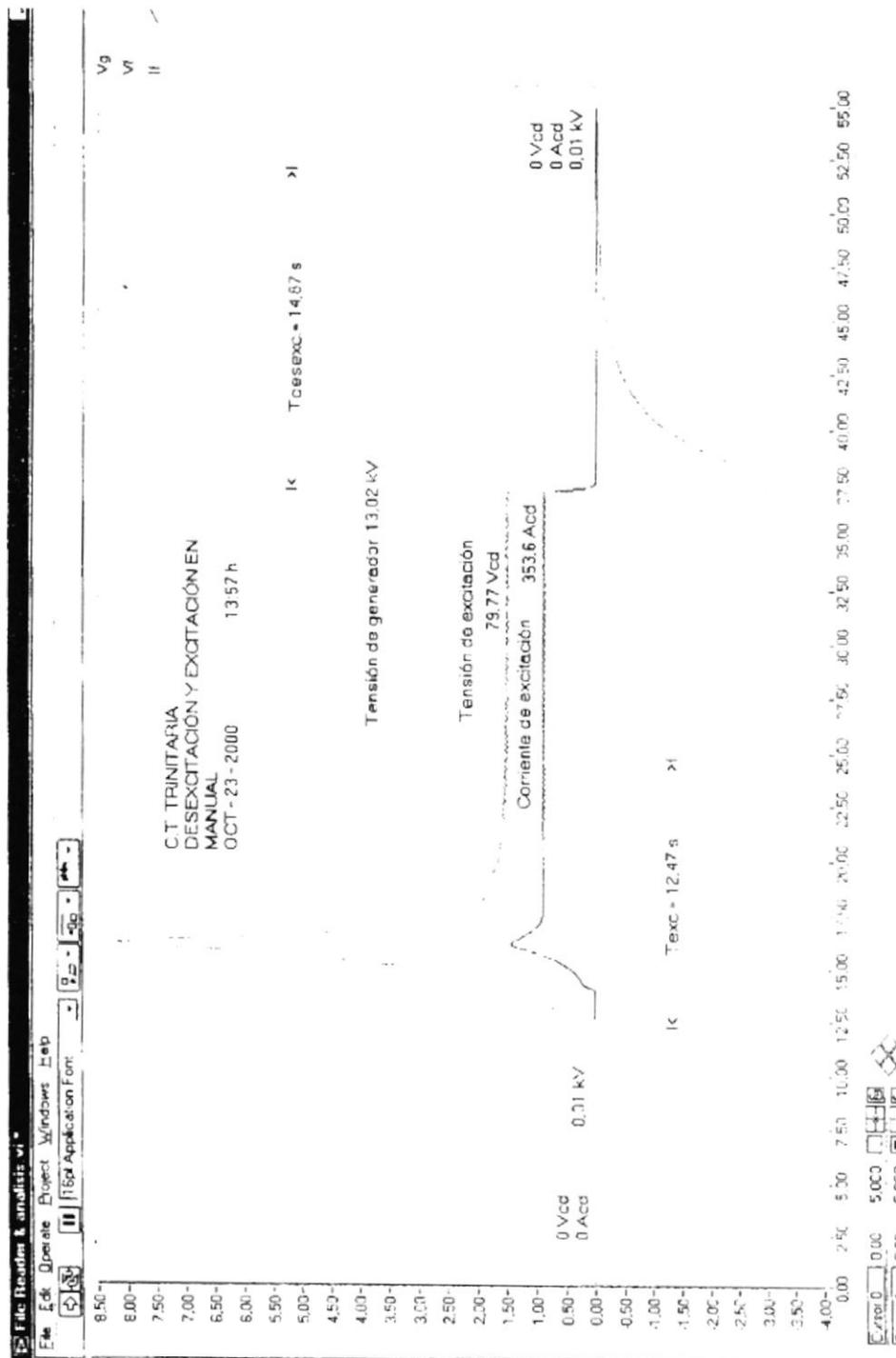


Fig. 6.11: Excitación y desexcitación en manual Unidad C

e. Respuesta a Escalones de Tensión.-

Esta prueba también va a ser dividida entre escalones positivos y negativos de tensión, para así corroborar que la unidad trabaje de la misma manera tanto ante subidas como ante descensos de la tensión.

Unidad	t_r	t_s	t_p	SP	ζ
A	0,42 seg.	2,31 seg.	1,21 seg.	32,28%	0,340
B	-----	-----	-----	-----	-----
C	0,24 seg.	1,64 seg.	0,66 seg.	15,01%	0,517
D	0,20 seg.	0,89 seg.	0,47 seg.	23,18%	0,422

Tabla VI Escalones positivos de tensión

Unidad	t_r	t_s	t_p	SP	ζ
A	0,93 seg.	3,12 seg.	1,87 seg.	22,94%	0,42
B	-----	-----	-----	-----	-----
C	-----	-----	-----	-----	-----

D	0,18 seg.	0,84 seg.	0,44 seg.	27,54%	0,34
---	-----------	-----------	-----------	--------	------

Tabla VII Escalones negativos de tensión

Donde:

t_r = tiempo de respuesta

t_s = tiempo de estabilización

t_p = tiempo en que se demora en llegar al valor pico

ζ = coeficiente de amortiguamiento

SP = sobrepaso (%)

En lo referente a los escalones de tensión, en el caso de la Unidad A se realizaron dos lecturas para el escalón positivo de tensión, ya que en la primera lectura los valores estaban demasiado alejado de los aceptados, es por esto que se hizo una modificación en la tarjeta del control con lo que se consiguió mejorar considerablemente la respuesta al escalón positivo; hecho que se observa en los dos siguientes gráficos.

El primero muestra la respuesta antes de la modificación y el siguiente muestra que la respuesta logró estabilizarse en un menor tiempo pero con un valor pico superior al primero; más al principio existían

demasiadas oscilaciones tanto en la corriente como en la tensión de excitación.

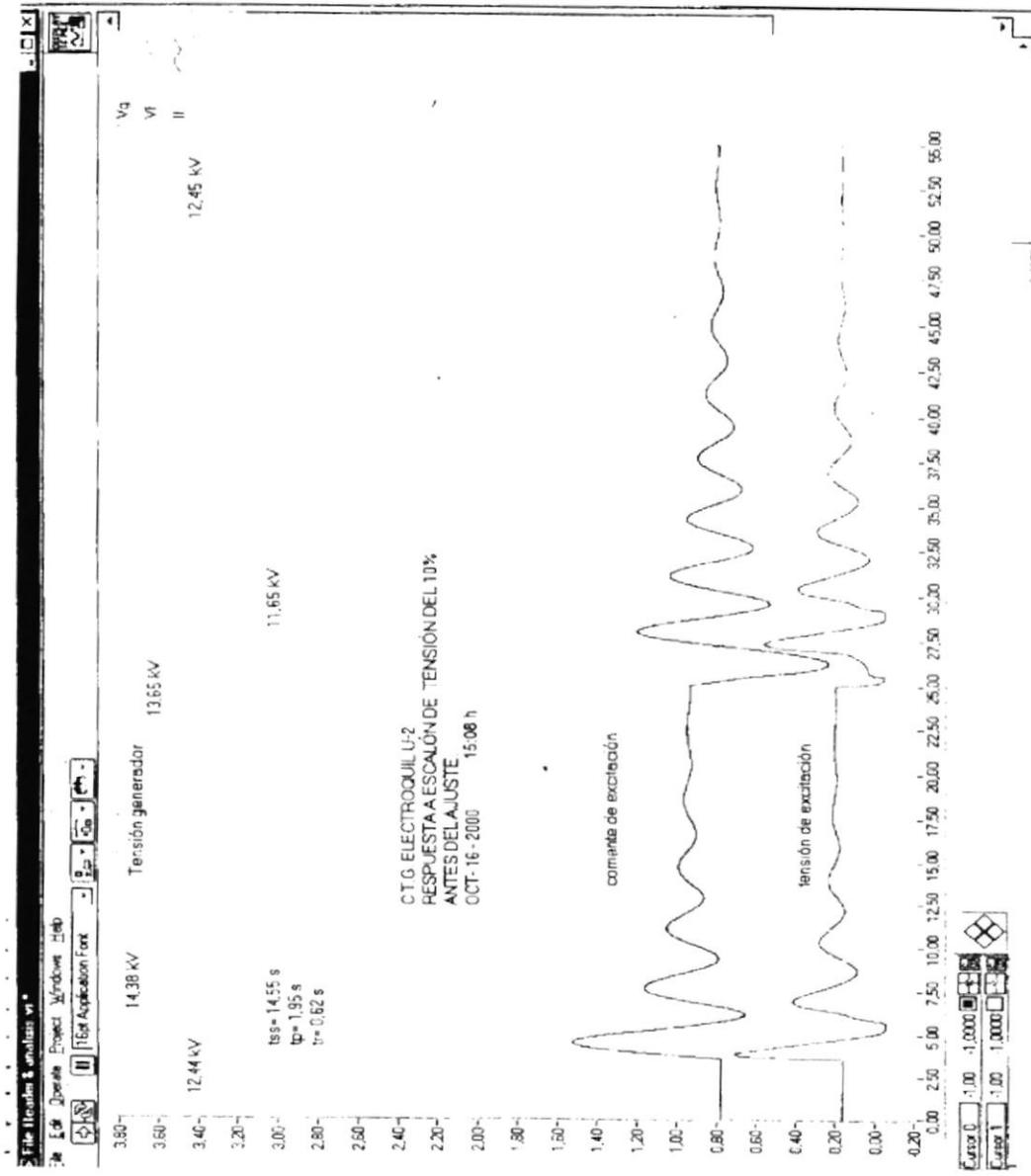


Fig. 6.12: Escalón de tensión antes de ajuste Unidad A

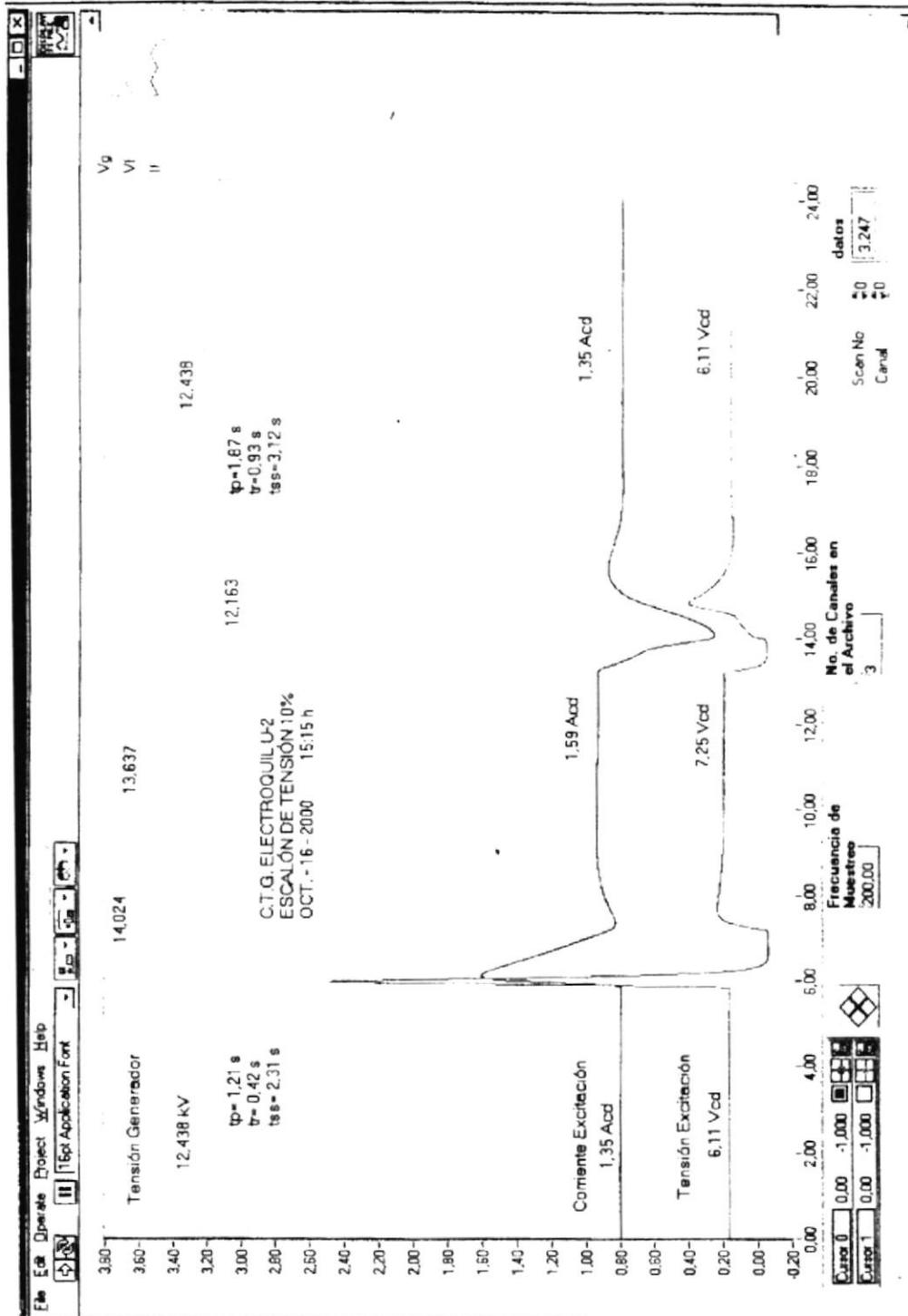


Fig. 6.13: Escalón de tensión después de ajuste Unidad A

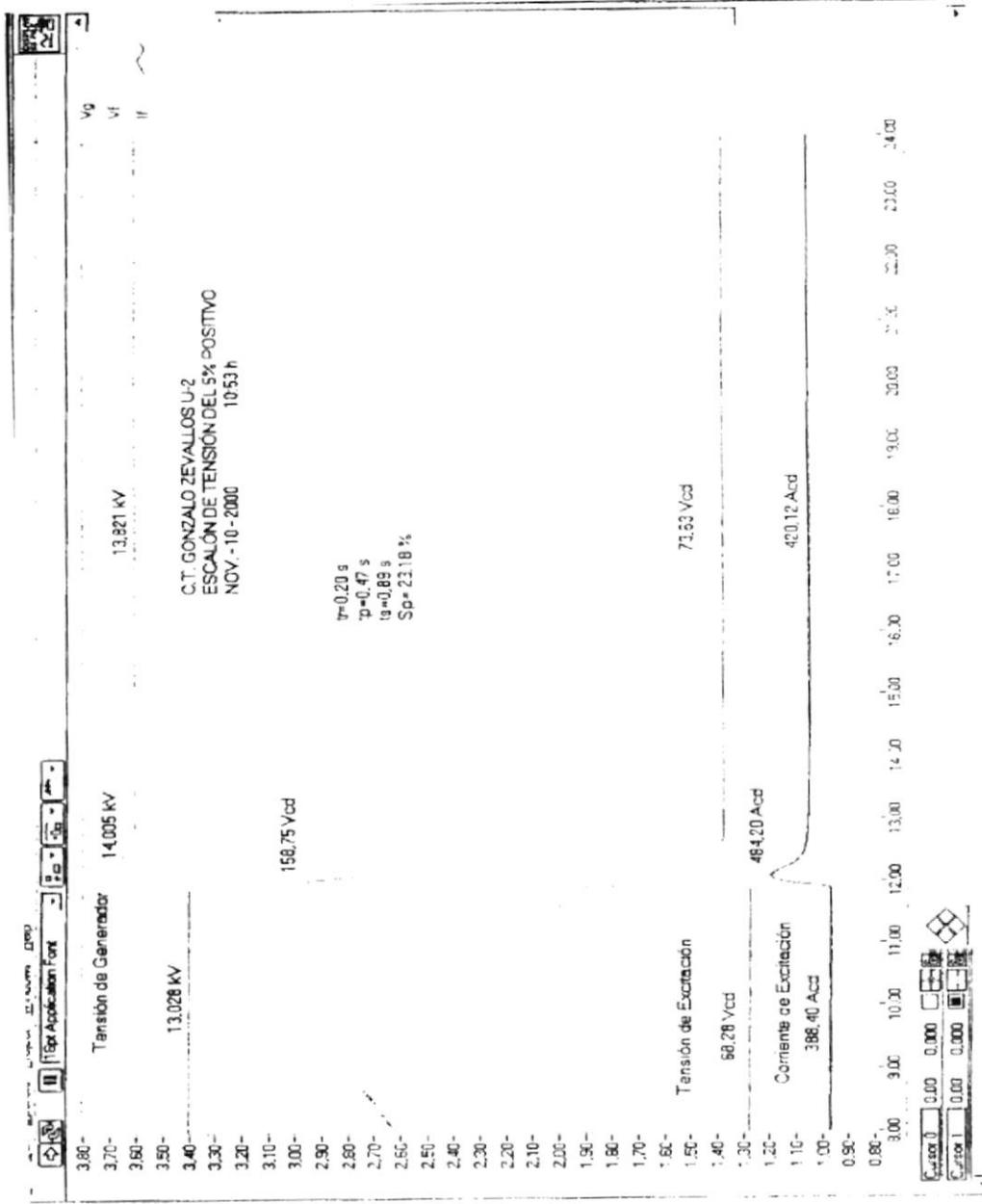


Fig. 6.14: Escalón positivo de tensión Unidad D

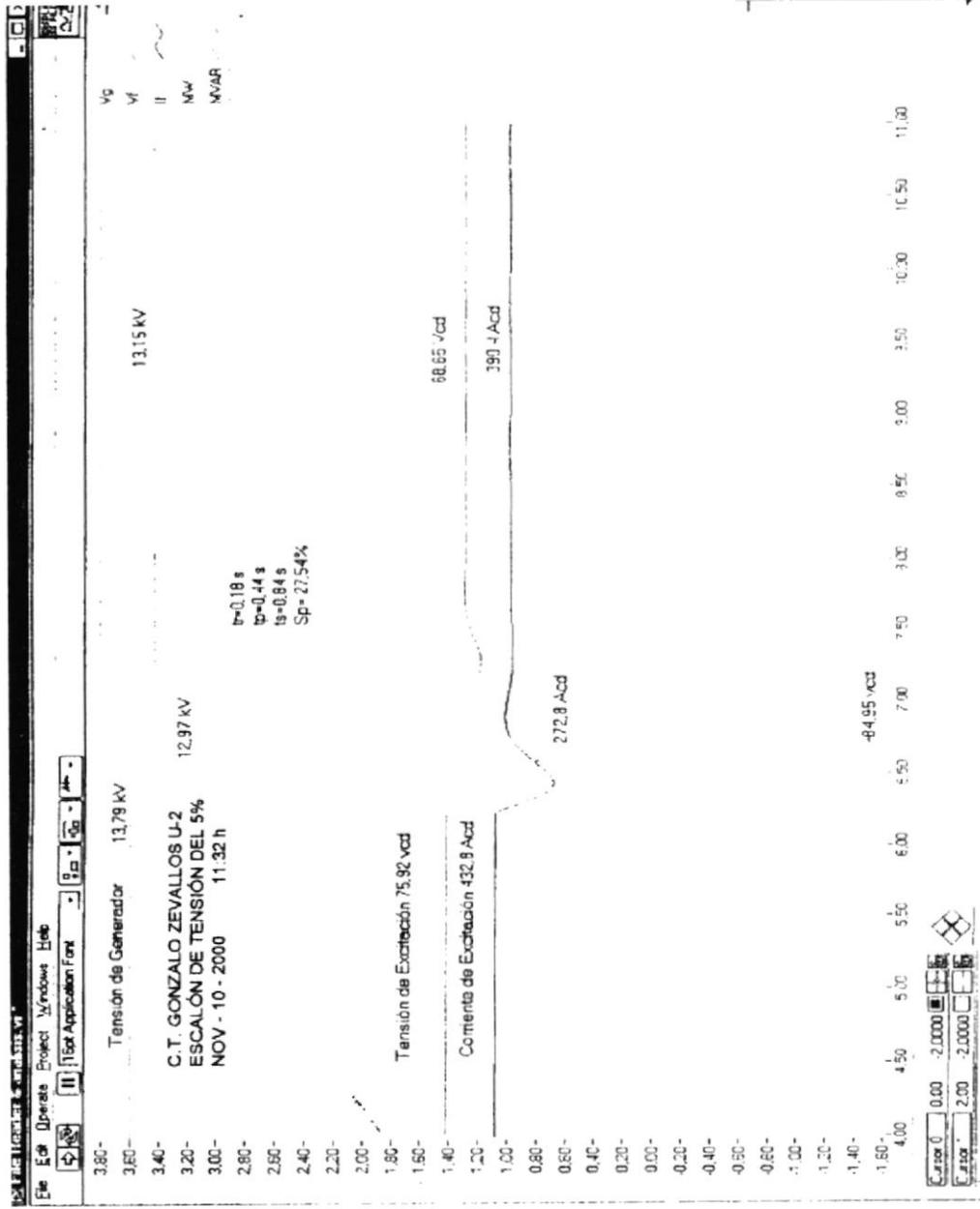


Fig. 6.15. Escalón negativo de tensión Unidad D

f. Respuesta a perturbación de tensión.-

Unidad	V_g inicial	V_g final	% Error
A	12,43 KV	12,43 KV	0,00%
B	-----	-----	-----
C	-----	-----	-----
D	-----	-----	-----

Tabla VIII Respuesta a perturbación de tensión

Esta prueba sólo se la pudo realizar en la unidad A porque su tarjeta permitía esta opción; existe un botón pulsador que simulaba la perturbación de tensión. De acuerdo al siguiente gráfico; luego del disturbio simulado, el voltaje nominal llega al mismo valor al de antes de realizarse la prueba con lo que tiene un porcentaje de error del cero por ciento con lo que pasa la prueba.

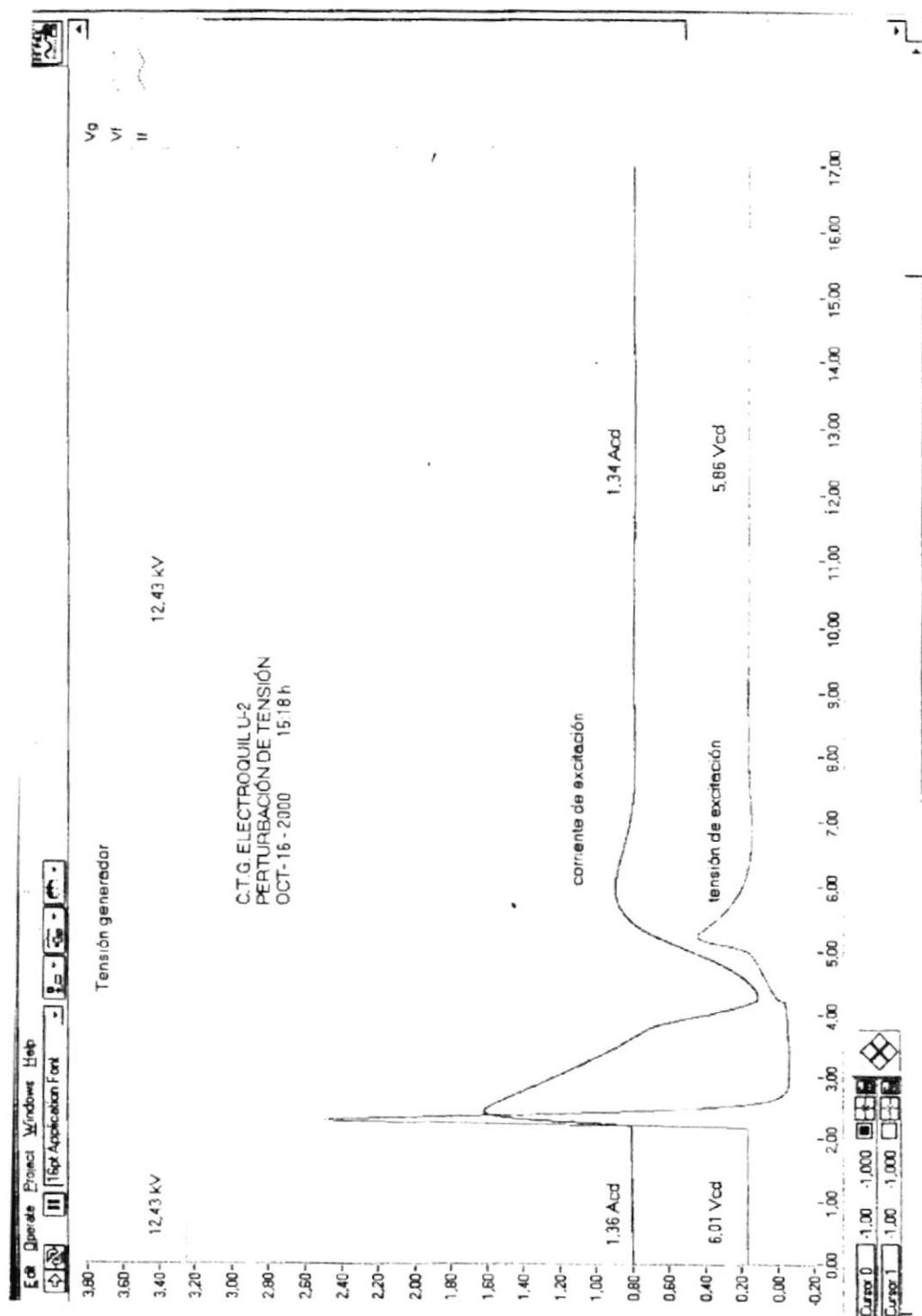


Fig. 6.16: Perturbación de tensión Unidad A

g. Limitador Volts/Hertz.-

Unidad	V _g ini.	f _{ini}	V _g oper	f oper	V/Hz oper
A	-----	-----	-----	-----	-----
B	13,93 KV	60,30 Hz	14,81 KV	60,30 Hz	1,07 p.u.
C	13,85 KV	60,00 Hz	13,71 KV	57,06 Hz	1,04 p.u.
D	13,94 KV	60,00 Hz	14,60 KV	58,10 Hz	1,094 p.u.

Tabla IX Resultados limitador Volts/Hertz

La primera observación es que la unidad A no posee el mencionado limitador; mientras que por los resultados obtenidos para las unidades B y C; éstas tienen sus limitadores V/Hz calibrados en valores inferiores a los establecidos para las pruebas que eran entre 1,09 y 1,11 p. u.

En cambio la unidad D que tiene su limitador bien calibrado, tan sólo lo tiene como un indicativo de alarma.



g. Limitador de mínima excitación.-

Unidad	25% Carga	50% Carga	75% Carga	100% Carga
A	No	Sí	-----	-----
B	-----	No	No	-----
C	-----	Sí	Sí	Sí
D	-----	-----	Sí	Sí

Tabla X Resultados limitador mínima excitación

En el caso de la unidad A, el limitador de mínima excitación (MEL) tan sólo opera al 50% de carga, mientras que para el 25% de carga no operó y lo ocurrió en vez de eso fueron oscilaciones en el voltaje terminal de la unidad; mientras en la unidad B en los dos casos en que se hizo la prueba éste limitador no operó, pero hay que decir que la unidad posee un limitador de potencia reactiva a -1MVAR .

En lo referente a las unidades C y D, sí operaron los MEL para los valores a los cuales se los probó; mas no se pudieron realizar las pruebas para todo el rango de cargas debido a que las unidades

debían estar generando al momento de las pruebas y no se podía reducir su generación.

h. Limitador de máxima excitación.-

Unidad	25% Carga	50% Carga	75% Carga	100% Carga
A	-----	No	No	-----
B	-----	No	No	-----
C	No	No	No	No
D	-----	-----	Sí	Sí

Tabla XI Resultados limitador máxima excitación

Como se observa en la tabla en ningún caso operó el limitador de máxima excitación (OEL) en la unidad A; mientras que en la unidad B a pesar de que tampoco operó el OEL, la unidad B posee un limitador de potencia reactiva a +25 MVAR; el problema es que este limitador va a operar para valores de plena carga, pero cuando la unidad esté suministrando potencias considerablemente inferiores a la nominal, este limitador no va a ser útil.

En lo referente a la unidad C lo que operó fue el relé de sobrevoltaje del generador antes que el OEL, que si bien es cierto protege a la unidad, éste relé debería ser la protección de respaldo; el problema en esta unidad era que el OEL estaba calibrado para una operación de 1100 A dc, mientras que durante esta prueba la corriente no llegó siquiera a valores de 800 A dc.

En la unidad D no hubo problemas, tan sólo la no realización de la prueba ni a 25% ni a 50% de la potencia nominal por cuanto el CENACE requería en ese momento que la central se encontrase generando.

i. Estabilizador de Potencia (PSS)

Para esta prueba es necesario indicar todos los parámetros que se iban a tomar en consideración, tanto con la unidad operando sin el PSS como operando con el mismo.

Unidad	P_0	P_1	P_3	P_f	Aes
A	-----	-----	-----	-----	-----
B	-----	-----	-----	-----	-----

C	120,43 MW	127,62 MW	124,62 MW	120,68 MW	0,5827
D	-----	-----	-----	-----	-----

Tabla XII Resultados sin PSS

Unidad	P_0	P_1	P_3	P_f	Aes
A	-----	-----	-----	-----	-----
B	-----	-----	-----	-----	-----
C	120,22 MW	125,50 MW	121,06 MW	120,62 MW	0,1590
D	-----	-----	-----	-----	-----

Tabla XIII Resultados con PSS

La prueba se la pudo realizar tan sólo en la unidad C (Trinitaria), por cuanto fue la única que poseía un Estabilizador de Potencia (PSS), y en ella se cumple perfectamente con la norma ya que $0,5A_{fs} > A_{es}$, porque $0,29135 > 0,1590$, lo que indica que con la ayuda del PSS, se disminuye en más de un sesenta por ciento los picos de potencia debido a perturbaciones en el sistema.

En los gráficos a continuación mostrados se observa una mejor atenuación de la potencia activa y la reactiva también frente al disturbio.

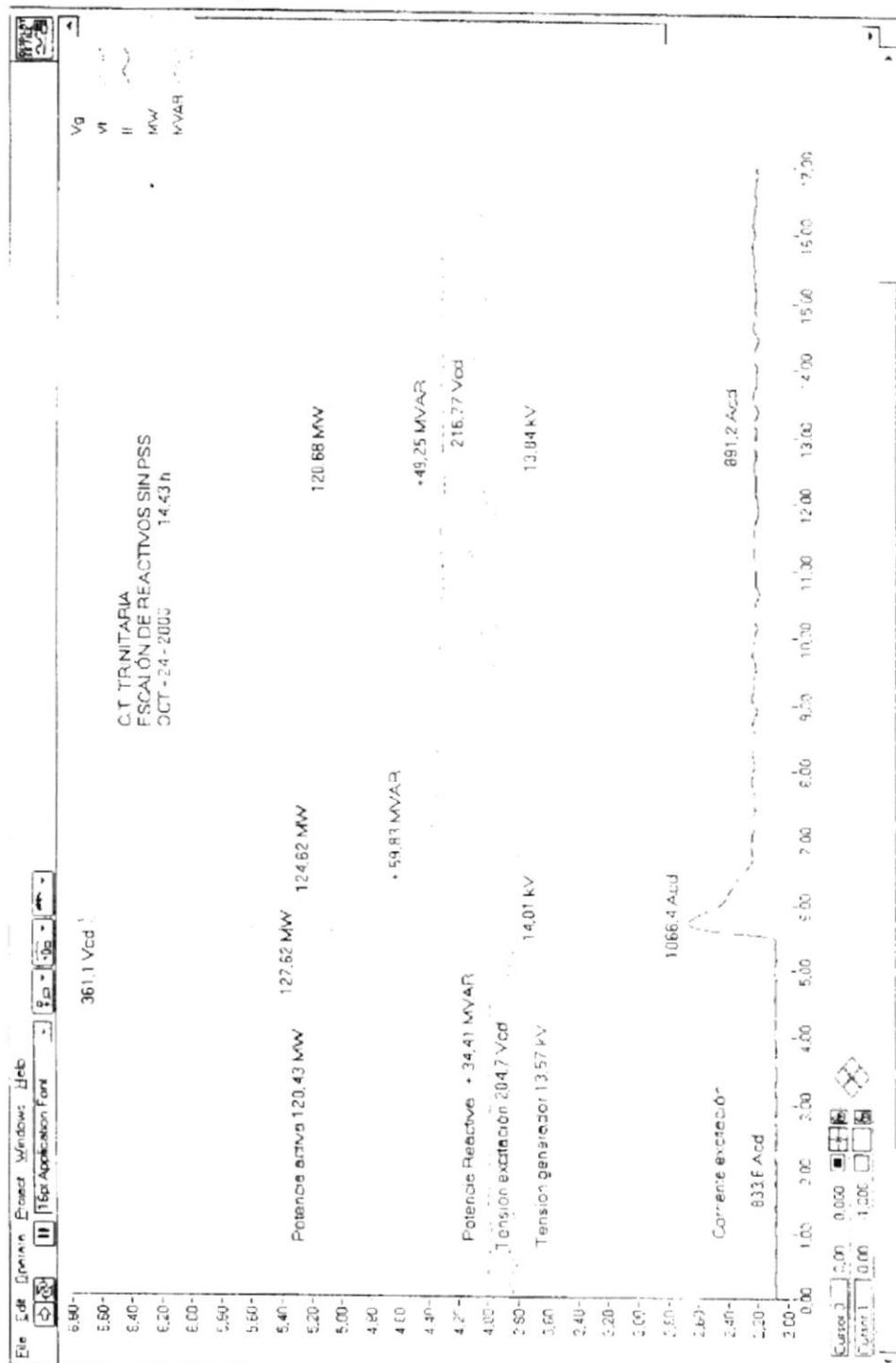


Fig. 6.17: Respuesta de Potencia y Tensión sin PSS Unidad C

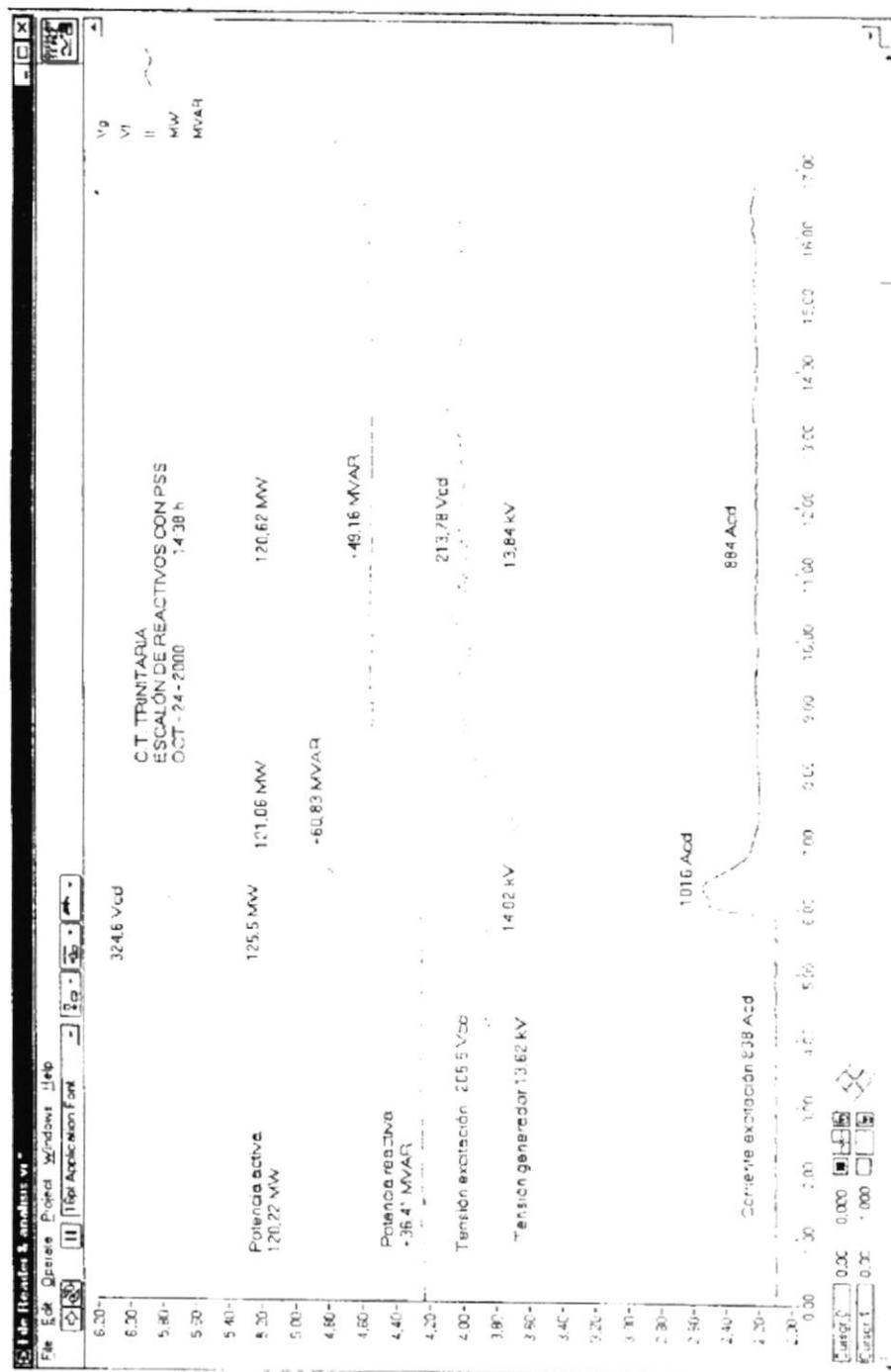


Fig. 6.18: Respuesta de Potencia y Tensión con PSS Unidad C

j. Compensador de Reactivos

Antes de escribir los resultados correspondientes, primero se anotan los valores nominales tanto de tensión como de potencia aparente, factor de potencia y potencia reactiva.

Unidad	S_n	Q_n	f.p.	V_g
A	57,415 MVA	30,245 MVAR	0,85	13,8 KV
B	48 MVA	25,286 MVAR	0,85	13,8 KV
C	156,5 MVA	82,442 MVAR	0,85	13,8 KV
D	84,883 MVA	45,242 MVAR	0,85	13,8 KV

Tabla XIV Potencia y tensión nominales de unidades

Ahora se anotan los valores obtenidos tanto antes como después de las modificaciones que se hubieren hecho. Vale indicar que en el caso de la Unidad D, tan sólo hay datos del valor de compensación de reactivos una vez hecha la modificación, no antes.

Unidad	Q _i (MVAR)	Q _f (MVAR)	V _g inicial (KV)	V _g final (KV)	%C.R.
A	0,260	-0,066	13,488	13,640	-101,67%
B	5,10	4,80	13,36	13,17	115,08%
C	-0,787	-12,510	12,883	12,854	1,47%
D	-----	-----	-----	-----	-----

Tabla XV Resultados de compensación de reactivos antes de ajuste

Unidad	Q _i (MVAR)	Q _f (MVAR)	V _g inicial (KV)	V _g final (KV)	%C.R.
A	-----	-----	-----	-----	-----
B	5,10	4,70	13,31	13,44	-59,05%
C	17,12	10,62	13,19	13,20	-0,92%
D	12,251	9,348	13,096	13,102	-0,68%

Tabla XVI Resultados de compensación de reactivos después de ajuste

Si bien es cierto el valor correspondiente a la unidad B no se encuentra dentro del rango de compensación de reactivos que está

entre 0% y -10%, también es cierto que el valor obtenido en la modificación fue sugerido por el CENACE.

A continuación se muestran las curvas correspondientes a la compensación de reactivos de las diferentes unidades.

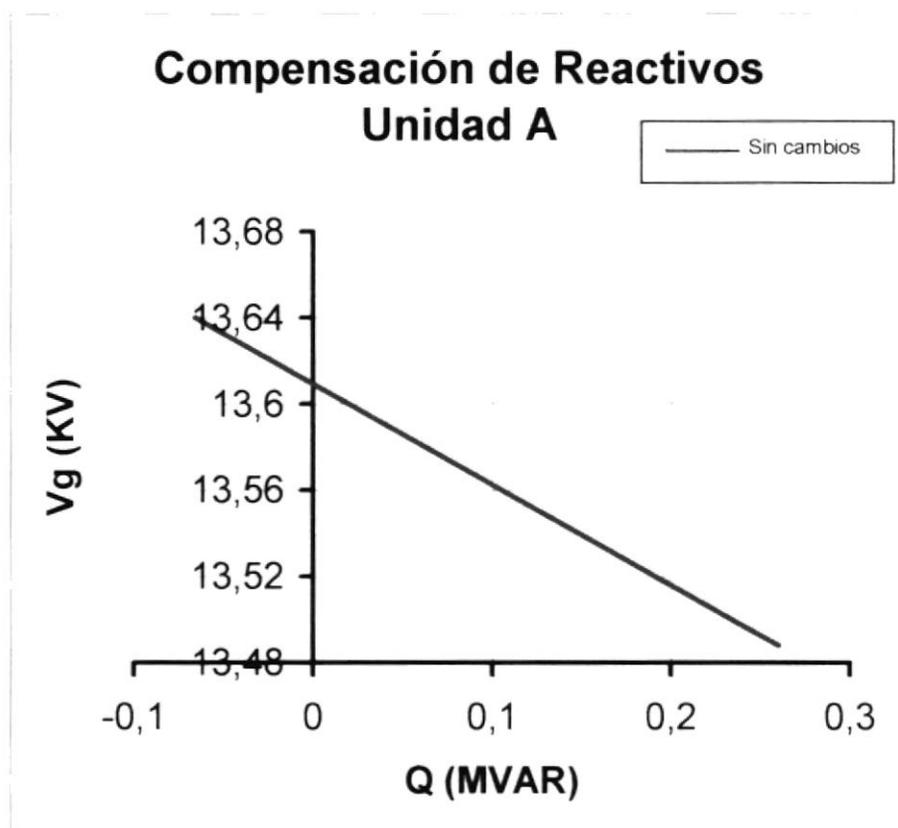


Fig. 6.19: Compensación de reactivos Unidad A

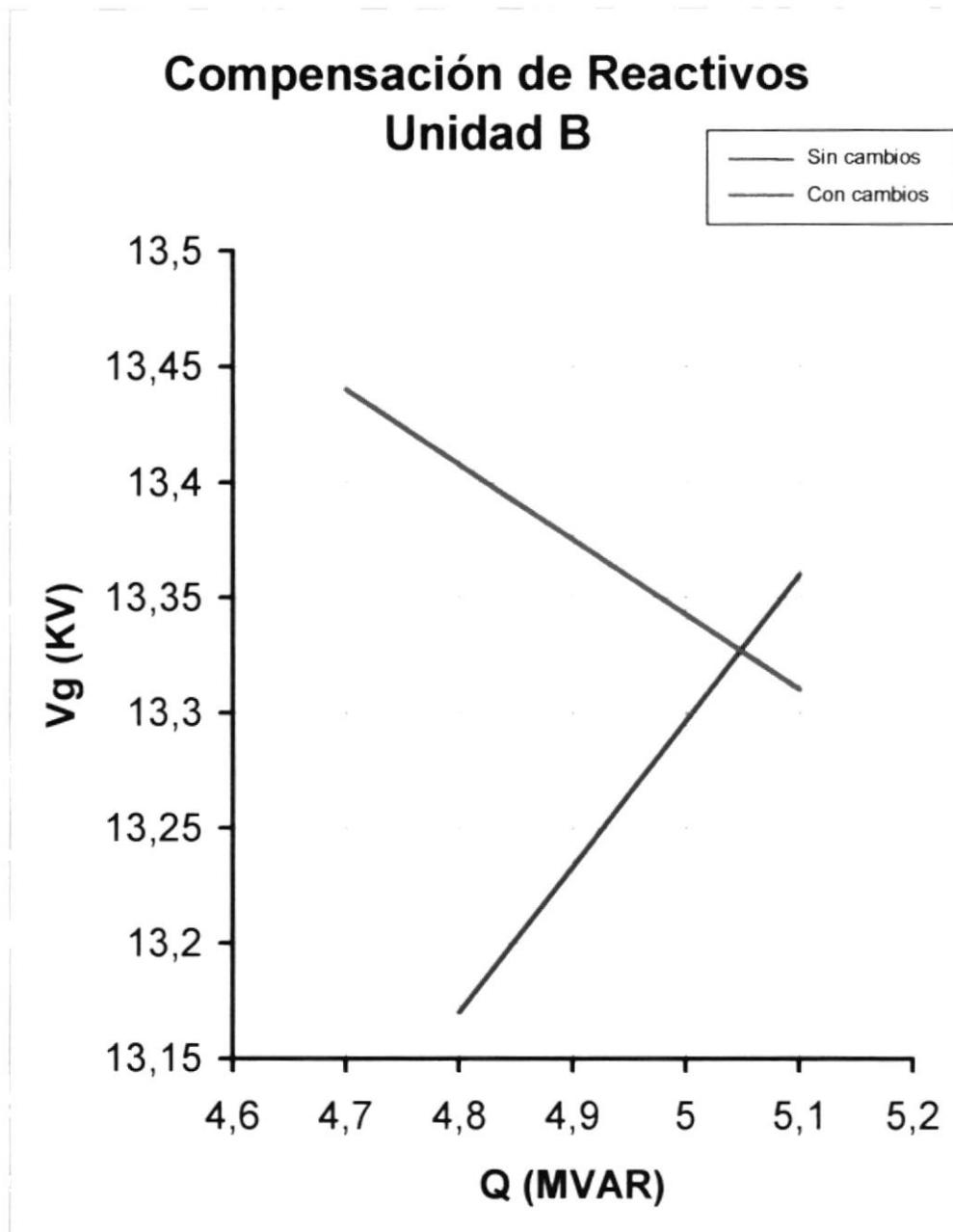


Fig. 6.20: Compensación de reactivos Unidad B

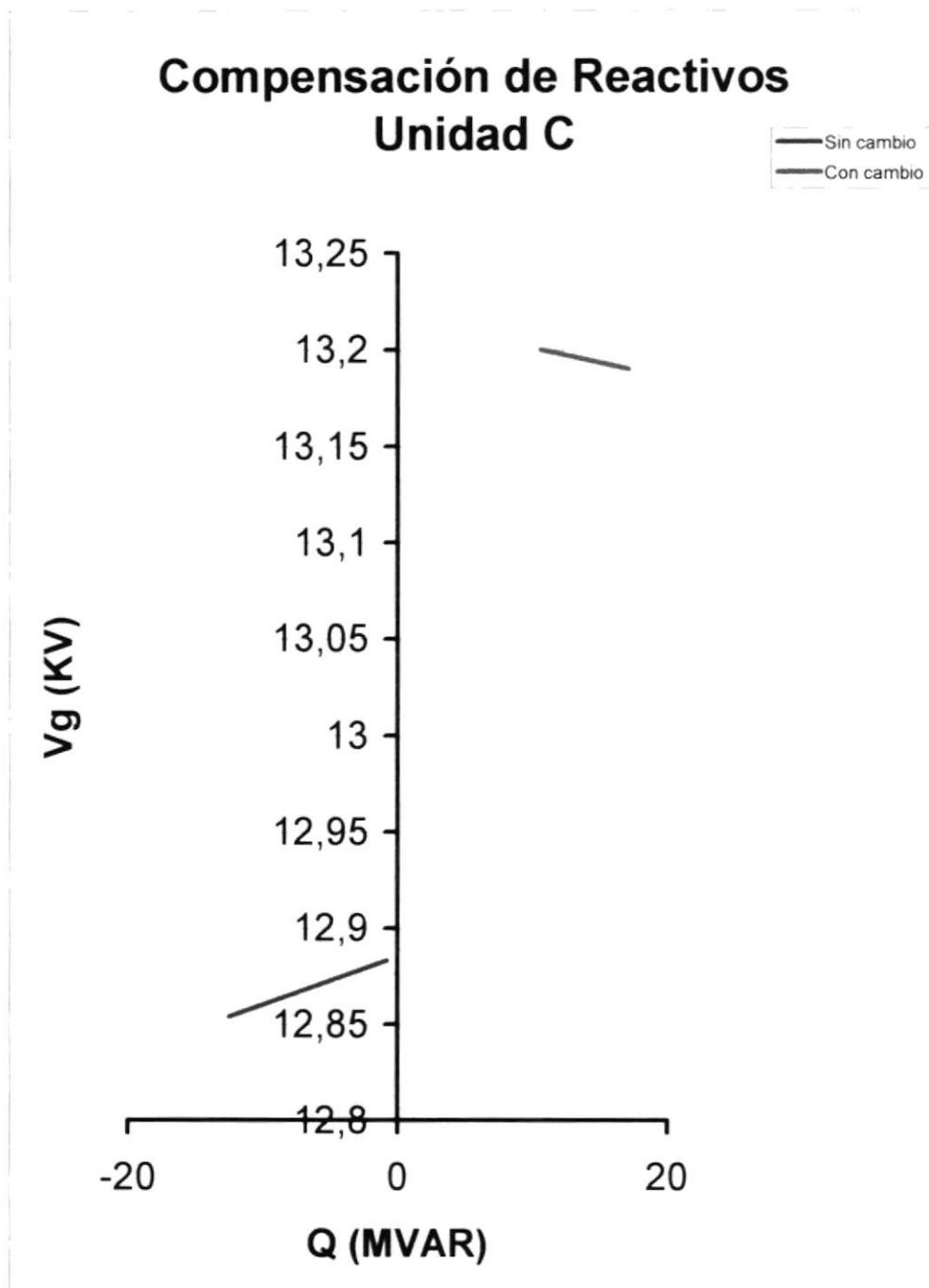


Fig. 6.21: Compensación de reactivos Unidad C

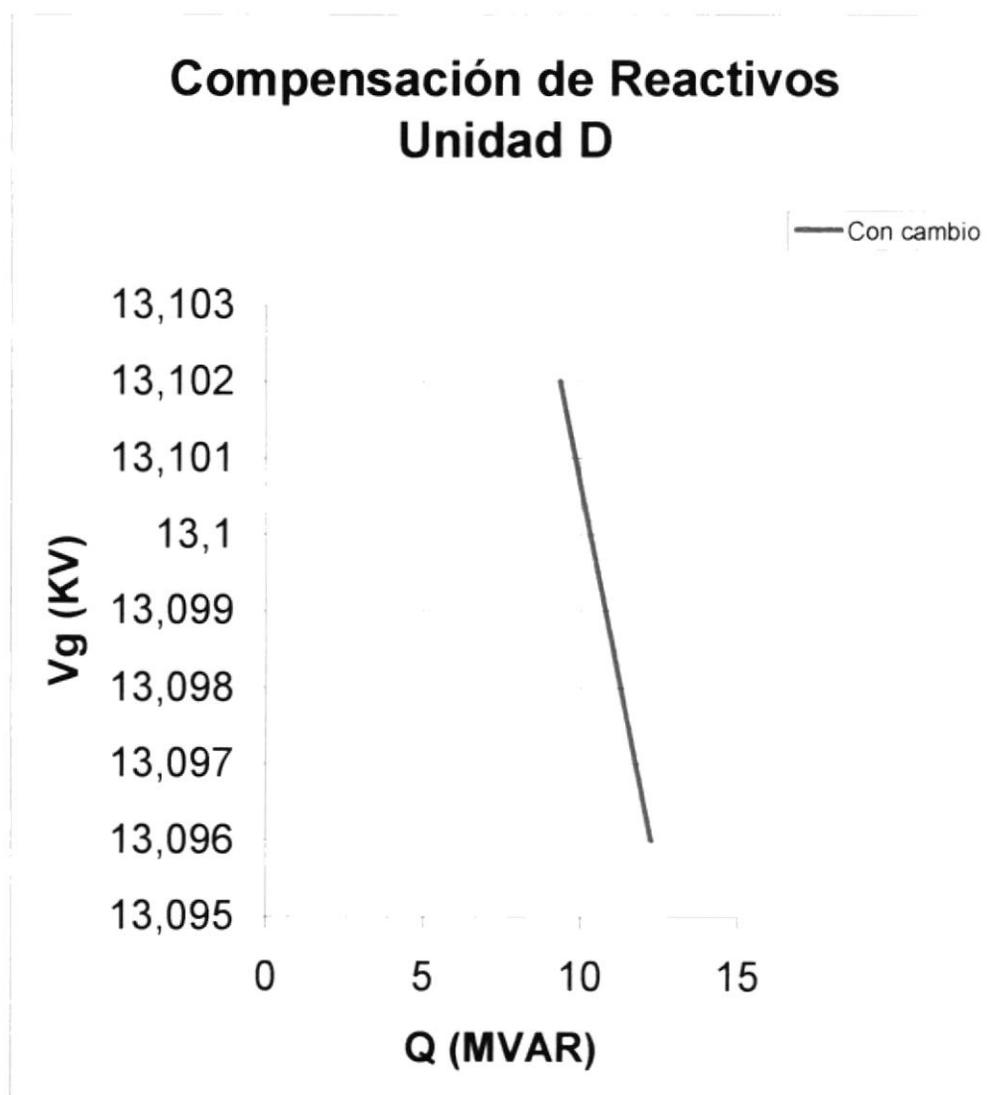


Fig. 6.22: Compensación de reactivos Unidad D

CAPÍTULO VII

ANÁLISIS DE RESULTADOS DE PRUEBAS DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD

De igual manera que en el capítulo anterior se ha asignado letras a cada una de las unidades que van a ser analizadas, a saber:

- Unidad A → Unidad #2 de Electroquil
 - Unidad B → Unidad # 2 Álvaro Tinajero
 - Unidad C → Unidad Trinitaria
 - Unidad D → Unidad #2 de Gonzalo Zevallos
- a. Tiempo de apertura y cierre de válvulas

Se presentan los tiempos tanto de apertura como cierre de las válvulas.

Unidad	Tiempo de apertura	Tiempo de cierre
A	2,10 seg.	1,80 seg.
B	-----	-----
C	-----	-----
D	-----	-----

Tabla XVII Tiempo de apertura y cierre de válvulas

En lo que respecta esta prueba de apertura y cierre de válvulas de combustible, la razón por la cual se la pudo realizar en Electroquil (Unidad A) es que esta unidad en la semana que se le realizaron las pruebas no estaba suministrando potencia al Sistema Nacional Interconectado.

Lo que se realizó en esta prueba fue un “flushing*” , o lo que es lo mismo una circulación del combustible que entra a la unidad. A continuación se presenta el gráfico de la señal de la válvula de combustible; en donde se observan los tiempos tanto de apertura y cierre de las válvulas de combustible; así es que los tiempos mostrados se encuentran dentro de lo esperado.

A continuación se muestra una gráfica de la apertura de la válvula de combustible en función del tiempo, donde se puede verificar que no existe ningún tipo de atoramiento en la misma.

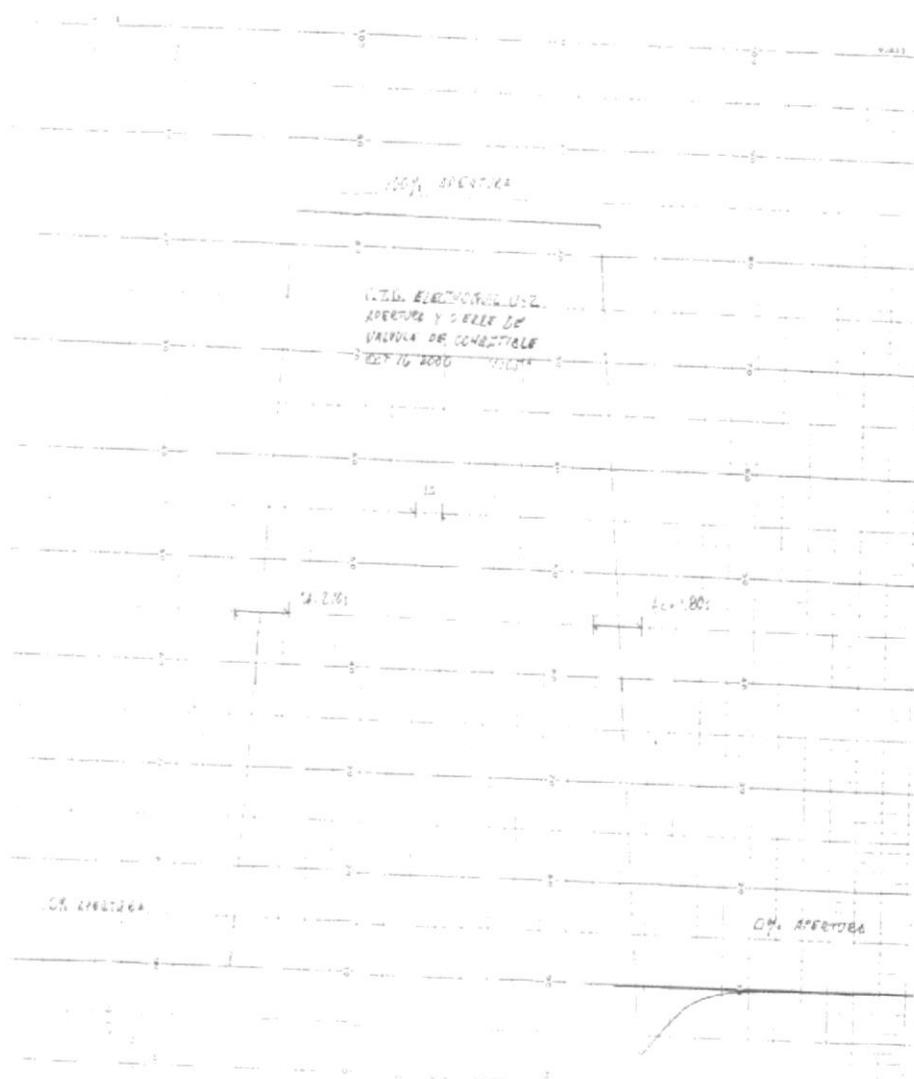


Fig. 7.1: Apertura y cierre de válvulas de combustible

En las restantes unidades no se pudo efectuar las pruebas, ya que durante el tiempo en que se realizaron las mismas, era época de estiaje y las unidades termoeléctricas debían estar generando.

b. Verificación del Rango de Sincronización.-

Unidad	Límite Máximo	Límite Mínimo	Rango Probado
A	3784	3501	7,85%
B	-----	-----	-----
C	3681	3375	8,5%
D	3822	3480	9,5%

Tabla XVIII Resultados de rango de sincronización

Los resultados obtenidos en las centrales en que se realizó esta prueba se encuentran dentro de los niveles de aceptación de las pruebas que es de 10%.

c. Respuesta al escalón de velocidad.-

Unidad	t_r	t_s	t_{pico}	SP (%)
A	-----	-----	-----	-----
B	-----	-----	-----	-----
C	-----	-----	-----	-----
D	1,78 seg.	4,64 seg.	3,06 seg.	10,00%

Tabla XIX Resultados escalón de velocidad

Donde:

t_r = tiempo de respuesta (seg)

t_s = tiempo de estabilización (seg)

t_p = tiempo en llegar al valor pico (seg)

SP(%) = sobrepaso

Con el resultado del sobrepaso se obtiene el coeficiente de amortiguamiento:

$$\zeta = \frac{-\ln(0,1)}{\pi^2 + (\ln(SP))^2} = 0,7326$$

que es un valor que se encuentra del margen considerado como aceptable, (0,36 – 1)

d. Oscilaciones naturales de velocidad.-

Unidad	Vel. Máx.	Vel. Mín.	Vel Prom.	% Vel.nom
A	-----	-----	-----	-----
B	-----	-----	-----	-----
C	-----	-----	-----	-----
D	3600,91	3599,11	3600	0,05%

Tabla XX Oscilaciones naturales de velocidad

Esta prueba sólo se la realizó en la unidad D, arrojando una oscilación del 0,05% de la velocidad nominal; porcentaje inferior al 0,08% que es el máximo admitido con lo que la unidad D pasa esta prueba sin complicaciones.

En el resto de unidades no se realizó la prueba por cuanto la Central Trinitaria y la Central Tinajero se encontraban generando al momento de realizarse las pruebas y en Electroquil se estaba instalando un sistema para mejorar la eficiencia de la máquina.

e. Rango del Variador de Carga.-

Unidad	P. nominal	P _{máx.}	P _{mín.}	%Rango
A	45 MW	40,10 MW	10,90 MW	64,89%
B	35 MW	31,85 MW	4,80 MW	77,29%
C	133 MW	133,40 MW	29,90 MW	77,82%
D	73 MW	73,97 MW	18,49 MW	76,00%

Tabla XXI Rango de variador de carga

Hay que señalar que de acuerdo a los datos proporcionados por el CENACE los rangos para las unidades A y B eran de 51,05% y de 56,83%, valores que no coinciden con los datos mostrados en la tabla de valores por ellos proporcionados, es por esto que en la tabla están colocados los resultados calculados para este análisis.

Pero de todas maneras, todos los valores se encuentran en un valor superior al 8%. Un rango inferior hubiera limitado a la unidad a que esté en condiciones de proporcionar una potencia dentro de un rango bastante reducido.

f. Rango del limitador de carga.-

Unidad	Potencia Nominal	Rango probado
A	45 MW	No se hizo prueba
B	35 MW	No se hizo prueba
C	133 MW	No se hizo prueba
D	73 MW	66,58%

Tabla XXII Rango de limitador de carga

En las unidades en que no se realizó la prueba fue debido a que no poseían un limitador de carga, tan sólo la Unidad Gonzalo Zevallos posee limitador de carga; el rango del limitador de carga en la misma fue del 66,58%, y ya que se consideran niveles aceptables todos los superiores al 8%, no existe ningún problema. El único inconveniente que puede presentar el limitador de carga, es que en caso de estar activado no permitiría la regulación primaria de frecuencia en caso de que la unidad estuviere operando en niveles cercanos al del limitador de carga.

g. Estatismo de Potencia.-

En algunos casos para esta prueba se realizaron dos mediciones de potencia y frecuencia para determinar el estatismo de la unidad como el promedio entre las dos pruebas.

Unidad	Pot. nominal	Estatismo 1	Estatismo 2	Promedio
A	45 MW	-6,25%	-7,5%	-6,88%
B	35 MW	-----	-----	-93,3%
C	133 MW	-5,36%	-----	-5,36%
D	73 MW	-4,53%	-----	-4,53%

Tabla XXIII Resultados de estatismo de potencia

Si bien es cierto el signo esperado para el valor del estatismo de potencia es negativo, se ha encontrado en algunos informes que los signos no han sido tomados en cuenta, razón por la cual se volvió a hacer los cálculos para todos los estatismos de potencia en base a los valores de potencia y frecuencia obtenidos, con el afán de verificación de los resultados.

Cabe indicar que para el cálculo de estatismo de potencia en la unidad D se la calculó en base a la prueba de rechazo de carga.

A continuación se muestran las gráficas de los estatismos para las unidades A, C y D, ya que de la unidad b tan sólo se conoce el valor del estatismo final.

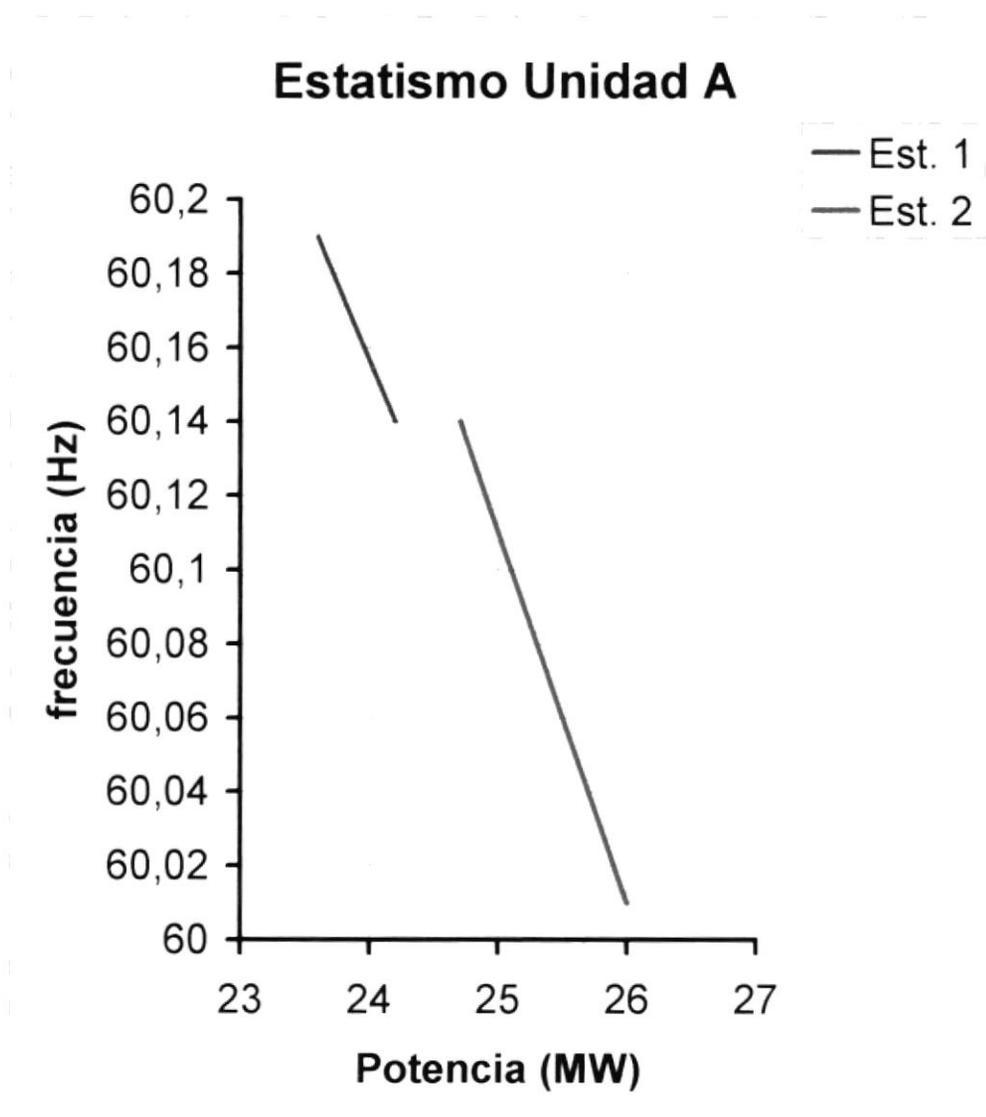


Fig. 7.2: Estatismo Unidad A

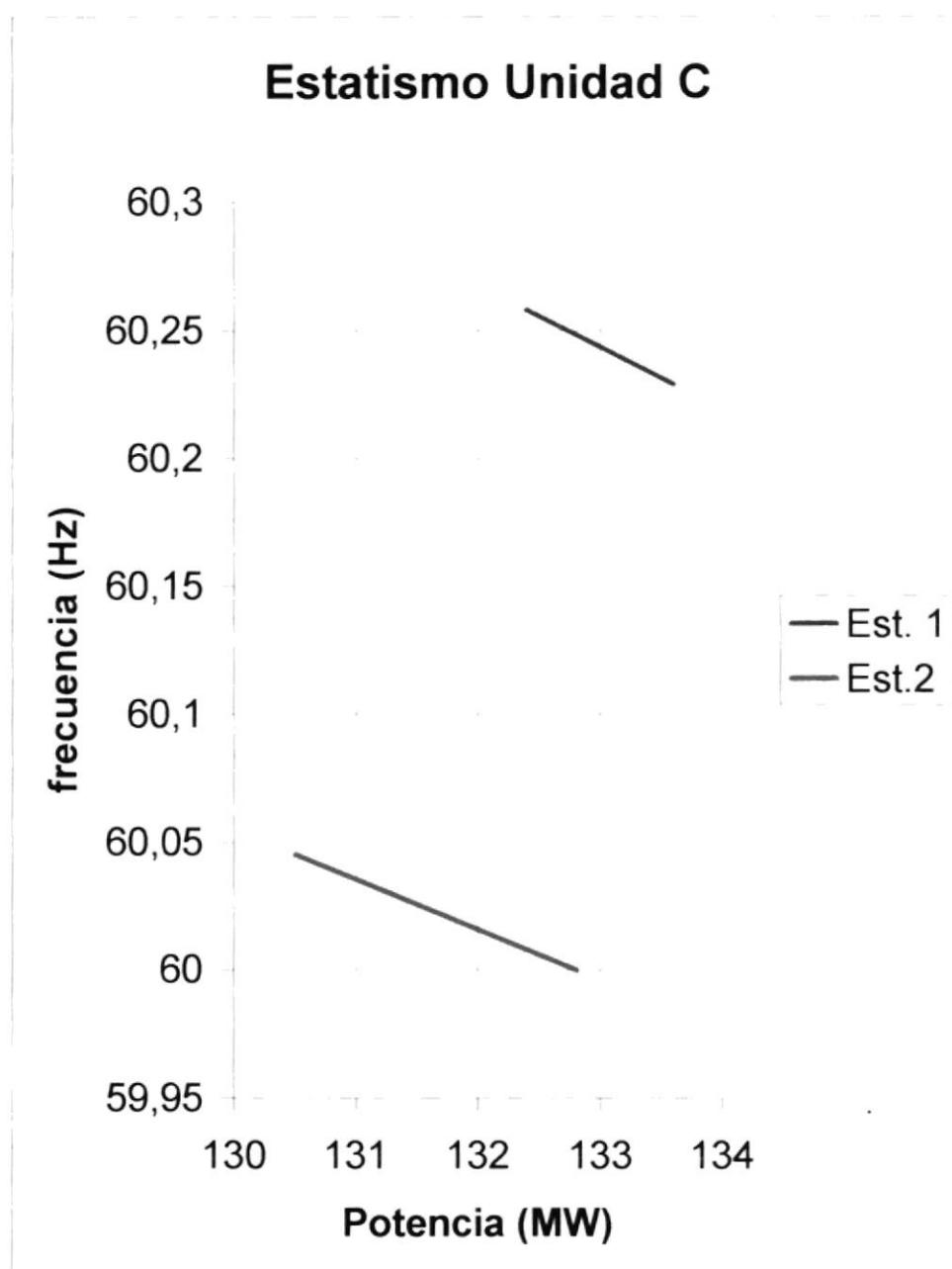


Fig. 7.3: Estatismo Unidad C

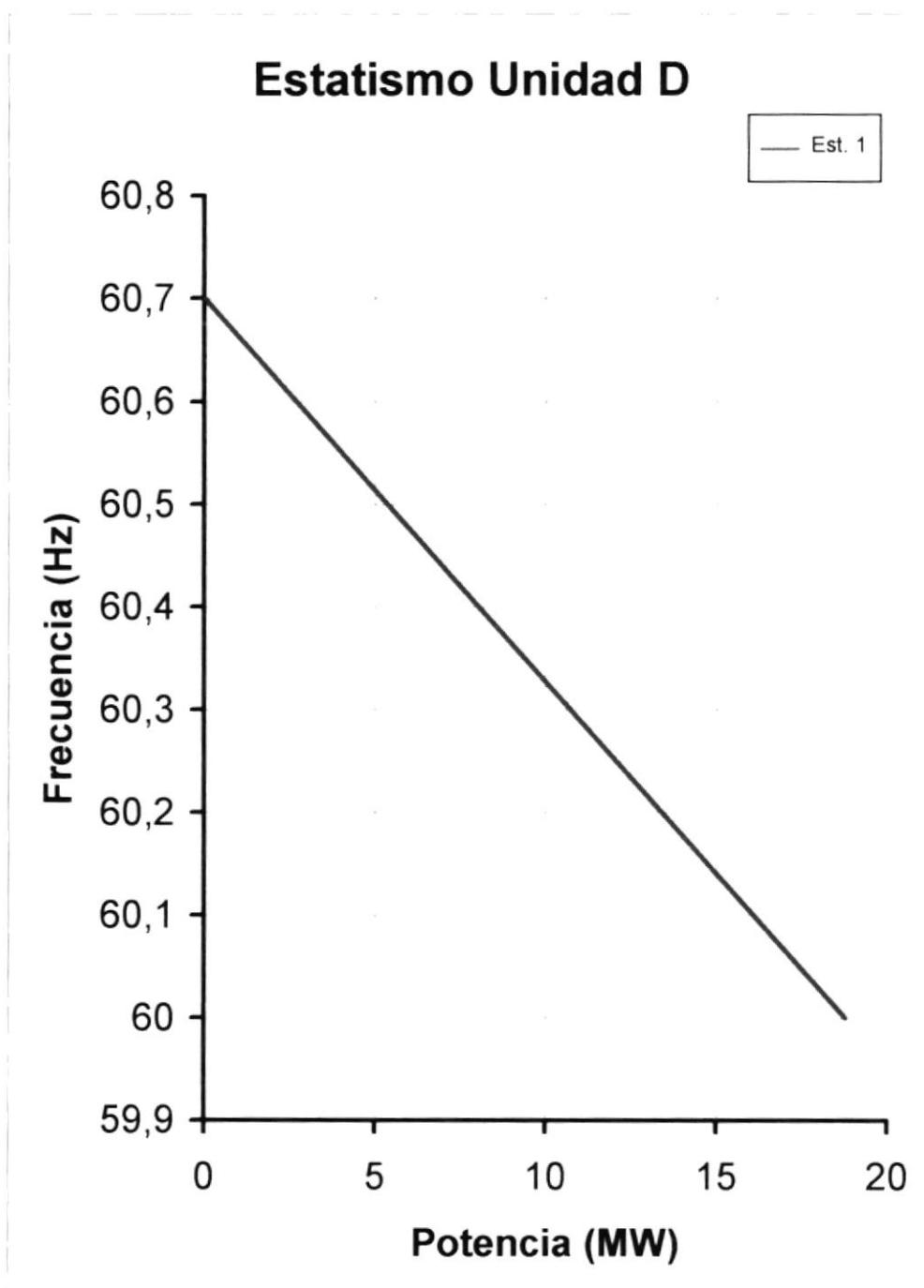


Fig. 7.4: Estatismo Unidad D

h. Rechazo de carga.-

Esta prueba sólo se la realizó en la unidad D; pero no se graficó la señal de la frecuencia de la unidad en función del tiempo, por lo que no se pudo obtener los datos para la aceleración máxima (α) ni para la constante de Inercia (H) de la unidad.

Unidad	Potencia Nominal	Frecuencia inicial	Frecuencia final	Sobre-velocidad	% de sobre-velocidad
A	45 MW	-----	-----	-----	-----
B	35 MW	-----	-----	-----	-----
C	133 MW	-----	-----	-----	-----
D	73 MW	60,0 Hz	60,7 Hz	0,7 Hz	1,17%

El valor de sobrevelocidad se encuentra dentro del rango esperado, es decir, es inferior al 7%.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- Estas pruebas también sirvieron para hacer notar que no todas las centrales, como en el caso de la Álvaro Tinajero, poseen los manuales de algunos de sus sistemas de control (en este caso del control de excitación), razón por la cual no se pudieron efectuar algunas pruebas ya que se desconocía los puntos de prueba de los equipos.
- En lo que respecta a la prueba de respuesta ante escalones de tensión, en algunas unidades sólo se la pudo realizar con el escalón positivo.

- Asimismo, la prueba de perturbación de tensión sólo pudo ser realizada en Electroquil, por cuanto su tarjeta de control permitía hacerlo.
- La prueba del limitador Volts/Hertz sólo fue realizada bajo una de las modalidades, o bien se incrementaba la frecuencia, o bien se la reducía, pero nunca se realizó la prueba bajo las dos variantes.
- Los limitadores de máxima y mínima excitación no actuaron en todas las unidades para los diferentes niveles de carga en que se realizaron las pruebas.
- Las principales mejoras logradas con estas pruebas fueron en lo referente a la compensación de reactivos por parte de las unidades al sistema, mejorando con ello el nivel de tensión del mismo.
- La prueba de apertura y cierre de válvulas de combustibles, no pudo ser realizada en todas las unidades, por cuanto algunas de ellas debían estar generando al momento de ser evaluadas.



- La prueba de rechazo de carga tan sólo se la realizó en la Unidad # 2 de la Central Gonzalo Cevallos.
- Con la ayuda de los resultados arrojados por estas pruebas el CENACE ha hecho su cálculo para la RPF de cada una de las unidades, con la salvedad de que las unidades no van a tener un margen para la RPF, sino que en el caso de que ocurriera alguna contingencia, las unidades que aporten a la RPF tendrán que estar trabajando a sobrecarga durante el tiempo que se solucione la contingencia.
- En lo concerniente a la RSF, en Ecuador tan sólo Paute realiza la RSF, tan sólo cuando el resto de centrales esté conectado por medio de un Sistema de Control Automático de Generación con la Central Hidroeléctrica Paute, podrán participar en la regulación secundaria de frecuencia.

RECOMENDACIONES

- Las pruebas presentadas en este trabajo deberían ser el inicio de una serie de pruebas que debería efectuar el CENACE con el propósito de

tener una base de datos actualizada que contenga la información del desempeño de los controles de las diferentes centrales eléctricas en el País.

- Un segundo paso sería el establecer los diferentes lazos de control de todas las centrales de la misma forma en que se está realizando a algunas centrales en Colombia, con el propósito de hacer los análisis correspondientes al lazo de control y elaborar los lazos para controles faltantes o corregir los ya existentes para mejorar su eficiencia.
- Para algún otro conjunto de pruebas que el CENACE piense efectuar debería hacerlas en un período diferente al de estiaje, porque en el caso de las Centrales Termoeléctricas no se pudieron efectuar todas las pruebas ya que se requerían que las Centrales estén generando al momento de realizarse algunas pruebas, y con esto se perdió una oportunidad única de verificar la operación de sus controles y su capacidad de respuesta ante posibles contingencias.
- El CENACE podría establecer algún tipo de beneficio, de tipo económico por ejemplo, para aquellas centrales que hayan pasado las pruebas y también para las centrales que hubieren realizado los correctivos recomendados.

- En el caso de los limitadores de máxima y mínima excitación, deberían hacerse las calibraciones correspondientes para que estas protecciones estén listas a operar.
- Sería recomendable que el CENACE establezca parámetros bajo los cuales una unidad esté o no en condiciones de aportar tanto con la regulación primaria como con la regulación secundaria de frecuencia, que sería algo similar al sistema que se tiene en Argentina en el cual se especifican los parámetros bajo los cuales una unidad está o no en capacidad de aportar para regulación primaria o secundaria de frecuencia, ya que en Ecuador todas las unidades que poseen un estatismo que les permite participar en la RPF lo hacen, sin tener ningún requerimiento por ejemplo, de la rapidez de respuesta de sus controles para de esta forma asegurarse rápidamente volver a una frecuencia nominal.

ANEXO

**DECISIONES ADOPTADAS POR EL CENACE (CENTRO
NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA) CON LOS
RESULTADOS DE LAS PRESENTES PRUEBAS**

DETERMINACION DE LA RESERVA PARA LA REGULACION DE FRECUENCIA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

Período Junio/2001 – Septiembre/2001

4.OBJETIVO

Determinar la reserva rodante de generación en el S.N.I. para: Regulación Primaria de Frecuencia y Regulación Secundaria de Frecuencia para el Período Junio/2001 – Septiembre / 2001, con la finalidad de minimizar las consecuencias producidas por desbalances entre la demanda y generación del Sistema.

INTRODUCCION

El artículo 17 del Reglamento para el Funcionamiento del MEM establece lo siguiente:

- El porcentaje óptimo de reserva requerido para la Regulación Primaria de Frecuencia será definido estacionalmente por el CENACE y será de cumplimiento obligatorio por parte de todos los generadores. En caso de que un generador no cumpla con el porcentaje establecido, podrá comprar a otros generadores que dispongan de excedentes de regulación primaria.
- La reserva requerida para Regulación Secundaria de Frecuencia, así como la selección de los generadores que deben efectuar tal regulación, serán determinados por el CENACE.

De acuerdo a la Regulación No CONELEC 006/00- PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACIÓN, Literal 4.7.1. Reserva Rodante:

“La disponibilidad de generación de potencia del parque generador del S.N.I. debe:

- Cubrir la demanda horaria y las pérdidas de transmisión y distribución.
- Incluir un nivel de reserva rodante de potencia para regulación de frecuencia y un nivel de reserva rodante operativa para garantizar la seguridad del Sistema eléctrico.
- Incluir un nivel de reserva fría en máquinas listas a entrar en servicio para cubrir los desvíos prolongados, ya sea en la oferta como en la demanda.

La reserva rodante operativa será cubierta con máquinas de respuesta rápida que están generando por despacho, principalmente con las máquinas hidráulicas que tengan reserva rodante disponible. “

En estudios anteriores, se determinaron porcentajes óptimos de reserva para regulación primaria de frecuencia (RPF) y regulación secundaria de frecuencia (RSF). Estos procesos se realizan considerando modelos y parámetros dinámicos típicos en su mayoría, por lo cual, en el presente año el CENACE ejecutará un proyecto de validación de parámetros y modelos dinámicos.

A partir de los resultados obtenidos en las Pruebas de diagnóstico y ajuste de los reguladores de tensión(RATs) y reguladores de velocidad(RAVs) realizadas por CFE-LAPEM, se ha determinado el grado de participación en la RPF de 27 unidades generadoras de capacidad mayor de 30 MW.

DEFINICIONES

A continuación se presentan definiciones aplicables al Mercado Eléctrico Mayorista del Ecuador sobre la base de la terminología utilizada en los Procedimientos de Despacho y Operación del MEM, Procedimientos de CMMESA de Argentina e IEEE Standard Dictionary of Electrical and Electronics Terms:

REGULACIÓN DE FRECUENCIA DEL SNI: Ajuste de la potencia generada con respecto a la demanda, para mantener la frecuencia en el valor de consigna.

REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA (RPF): es la regulación rápida con un tiempo de respuesta menor a los 20 segundos, con el fin de equilibrar las desviaciones respecto al despacho previsto, debido a variaciones de la demanda y/o contingencias que produzcan desbalance de generación frente a la demanda cuando el Sistema Eléctrico se encuentra en régimen de operación normal. Se realiza a través de equipos instalados en las máquinas que permiten modificar en forma automática su producción.

REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA (RSF): Es la acción manual o automática sobre los variadores de carga de un grupo de máquinas dispuestas para tal fin, que compensan el error final de la frecuencia resultante de la RPF. Su función principal es absorber las variaciones de la demanda con respecto a la pronosticada para el Sistema eléctrico en régimen normal. Dichas variaciones habrán sido absorbidas en primera instancia por las máquinas que participan en la RPF. La RSF permite llevar nuevamente a dichas máquinas a los valores asignados por el despacho, anulando así los desvíos de frecuencia al producirse nuevamente el balance entre generación y demanda. Su tiempo de respuesta es del orden de varios minutos para, de ser posible de acuerdo a la magnitud de la perturbación, recuperar el valor nominal de la frecuencia.

POTENCIA EFECTIVA: Potencia máxima que se puede obtener de una unidad generadora.

RESERVA RODANTE OPERATIVA (RRO): Cantidad expresada en MW o porcentaje de la demanda de la diferencia entre la capacidad rodante y la demanda del Sistema Eléctrico en cada instante. La reserva rodante operativa es la que se requiere a lo largo de cada hora para el seguimiento de los desvíos normales de la generación y la demanda, así como para contingencias de generación y transmisión, con la finalidad de evitar el colapso del Sistema.

RESERVA PARA REGULACION DE FRECUENCIA: Es el porcentaje óptimo de reserva de potencia requerida para la regulación de frecuencia. Para la regulación primaria se definirá estacionalmente por el CENACE y será de cumplimiento obligatorio para todos los generadores. Para la regulación secundaria, el CENACE seleccionará a los generadores que deben efectuar tal regulación.

RESERVA FRÍA: Es la parte de la Reserva No Rodante constituida por aquellas máquinas térmicas de punta(grupos turbogás) que puedan entrar en servicio y alcanzar su Potencia Disponible en un tiempo no mayor de 20 minutos.

BANDA HORARIA PUNTA: Período de tiempo de la curva diaria de carga correspondiente a horas de demanda máxima: 17H00-22H00.

BANDA HORARIA MEDIA: Período de tiempo de la curva diaria de carga correspondiente a horas de demanda media: 07H00-17H00.

BANDA HORARIA BASE: Período de tiempo de la curva diaria de carga correspondiente a horas de demanda mínima: 22h00-07H00.

3. CONSIDERACIONES

Para los análisis de la determinación de la reserva rodante se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

- A partir de los resultados obtenidos en las pruebas efectuadas por CFE-LAPEM, se determinó las unidades generadoras de capacidad mayor de 30 MW que no participan en la Regulación Primaria de Frecuencia, esta falta de participación entre otros aspectos se debe a que requieren ajuste del estatismo actual. En consecuencia, estas unidades serán despachadas al 100 % de su potencia efectiva. Las unidades que tengan excedentes de RPF sobre su potencia efectiva suplirán la participación de las que están en capacidad de regular.
- Las unidades de capacidad menor a 30 MW serán despachadas a su potencia efectiva, desde el punto de vista técnico serán consideradas como que no se encuentran en capacidad de cumplir con el porcentaje establecido de RPF.
- La estadística de fallas de unidades de generación y elementos de la red de transmisión que involucran desbalance de generación frente a la demanda, a partir de la cual se calcula la tasa de salida forzada de las unidades de generación del Sistema correspondiente al año 2000.
- La configuración del Sistema Nacional Interconectado al mes de Abril de 2001.
- Se realizan simulaciones dinámicas en el S.N.I. para las fallas de las unidades de generación con mayor tasa de salida forzada y para las líneas de transmisión con mayor frecuencia de falla. Sobre la base de estas simulaciones, se determinan las unidades de generación del Sistema que actúan en menor tiempo y con mayor aporte de RPF, cuando ocurren contingencias en el Sistema, siendo esta la principal condición para definir los porcentajes óptimos para reserva rodante en el S.N.I.
- La reserva rodante en el Sistema, se determina en función de la disponibilidad de la generación y de la energía no suministrada por fallas aleatorias en el equipamiento en servicio y/o por desviaciones de la demanda. Cuando mayor sea la reserva rodante destinada para la regulación de frecuencia, mayor será el costo de operación con respecto al despacho óptimo sin reserva, pero menor será el costo derivado de la falla. En cambio, cuando menor sea la reserva, si bien los costos de operación disminuirán, se incrementará el riesgo de falla de corta duración y su costo asociado.
- Despachos económicos para el periodo lluvioso Abril – Septiembre/2001, considerando los costos variables de producción de las unidades de generación para la semana del 15 al 21 de marzo del 2001.
- Estadísticas de fallas de las unidades de generación del año 2000.

- Se considera el valor de 300 USD \$ / MWh hasta que el CONELEC efectúe el estudio correspondiente para determinar el Costo de la Energía No Suministrada en el país.

DETERMINACION DE LA RESERVA PARA REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA-RPF

5.1 Determinación de estadísticos

En el ANEXO No 1, se presenta la lista de los generadores con sus valores de estadísticos obtenidas de las pruebas de los RAVS efectuadas por CFE-LAPEM, identificando su aportación en la RPF y los estadísticos con los que deberían ser calibrados para una respuesta adecuada. Se observa que las unidades Pucará 1; Electroquil U1,U3 y U4 y Alvaro Tinajero U1 y U2 deberán ajustar los estadísticos en los reguladores de velocidad de las unidades, a los valores recomendados y presentar al CENACE los respectivos protocolos y resultados de pruebas.

Hasta que se realicen los estudios específicos para la determinación óptima de los estadísticos de las unidades del S.N.I., para la determinación de los estadísticos se partió de los valores típicos tanto para centrales hidráulicas (4 al 7 %) como para centrales térmicas (3 al 5 %), las calibraciones para las unidades del Sistema fueron seleccionadas bajo el objetivo de que la Central Hidroeléctrica Paute sea la que presente una mayor sensibilidad considerando que representa el mayor centro de generación del Sistema, pues es la más apropiada para responder ante la ocurrencia de variaciones de demanda y contingencias de generación

Para las centrales térmicas se consideraron similares criterios teóricos es decir el estadístico de estas unidades es más bajo que el de las hidráulicas con la finalidad de aprovechar los instantes iniciales de la curva de respuesta, estas unidades son más rápidas que las centrales hidráulicas, este efecto cambia -en el transcurso de la evolución de las curvas de respuesta.

5.2 Análisis Dinámicos

En las simulaciones dinámicas efectuadas con el programa PSS/E, ante la contingencia de pérdida de generación, se observa que las unidades generadoras de capacidad menor a 30 MW, participan en la RPF del Sistema, con potencias inferiores a 1 MW en tiempos menores a 30 segundos. De acuerdo a los resultados se observa que los aportes de potencia por RPF de estas unidades cuando son despachadas dejando una reserva de su potencia efectiva, son iguales a los aportes cuando estas operan a su potencia efectiva.

Durante el proceso dinámico del evento, en las unidades de capacidad menor a 30 MW, se presenta una restricción o aprovechamiento parcial de su reserva para RPF, debido a la rapidez de respuesta de las unidades de mayor capacidad que se encuentran en línea y también a la configuración de la red. Por esta razón, es conveniente que estas unidades de capacidad menor a 30 MW sean despachadas al 100 % de su potencia efectiva.

De acuerdo a estos resultados y considerando que la mayoría de las unidades de generación participan en la RPF en tiempos de respuesta menores a 20 segundos después de la contingencia, a excepción de algunas presentadas en el ANEXO No 1 y en casos en los cuales los Agentes del MEM hayan declarado lo contrario, se recomienda que todas las unidades de generación sean despachadas al 100% de su potencia efectiva, sin que esta política afecte la seguridad del S.N.I.. De esta manera se

garantizará el aporte de la reserva por RPF sobre el 100% de su potencia efectiva, la cual será utilizada en un tiempo máximo de 20 segundos.

5.3 Conclusiones y Recomendaciones

- La determinación de la reserva de RPF para el período Abril – Septiembre/ 2000, estableció como porcentaje óptimo para RPF al 3% de la potencia efectiva de todas las unidades.
- La determinación de la reserva rodante por RPF para el período Abril – Septiembre/ 2001, estableció como porcentaje óptimo para RPF al 3% de la potencia efectiva de todas las unidades considera una modificación importante, sobre la base de los resultados obtenidos en las pruebas realizadas por CFE-LAPEM, la cual consiste en que todas las unidades serán despachadas a su potencia efectiva considerando que aquellas que han sido verificadas su participación en la RPF están en capacidad de aportar transitoriamente el 3% sobre el 100 % de su potencia efectiva.

DETERMINACION DE LA RESERVA PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA-RSF

6.1 Análisis

La Reserva por RSF será utilizada en el S.N.I. para corregir el desvío de frecuencia por:

- a. Apartamientos entre los valores programados y reales de la demanda; y,
- b. Contingencias que provoquen desbalances de generación frente a la demanda.

a. Apartamientos de la programación de la demanda

Constituye la primera línea de acción de la RSF cuando se produzcan variaciones entre las demandas programada y real en el Sistema, considerando esta condición como una variación "lenta" entre la operación programada y la operación real.

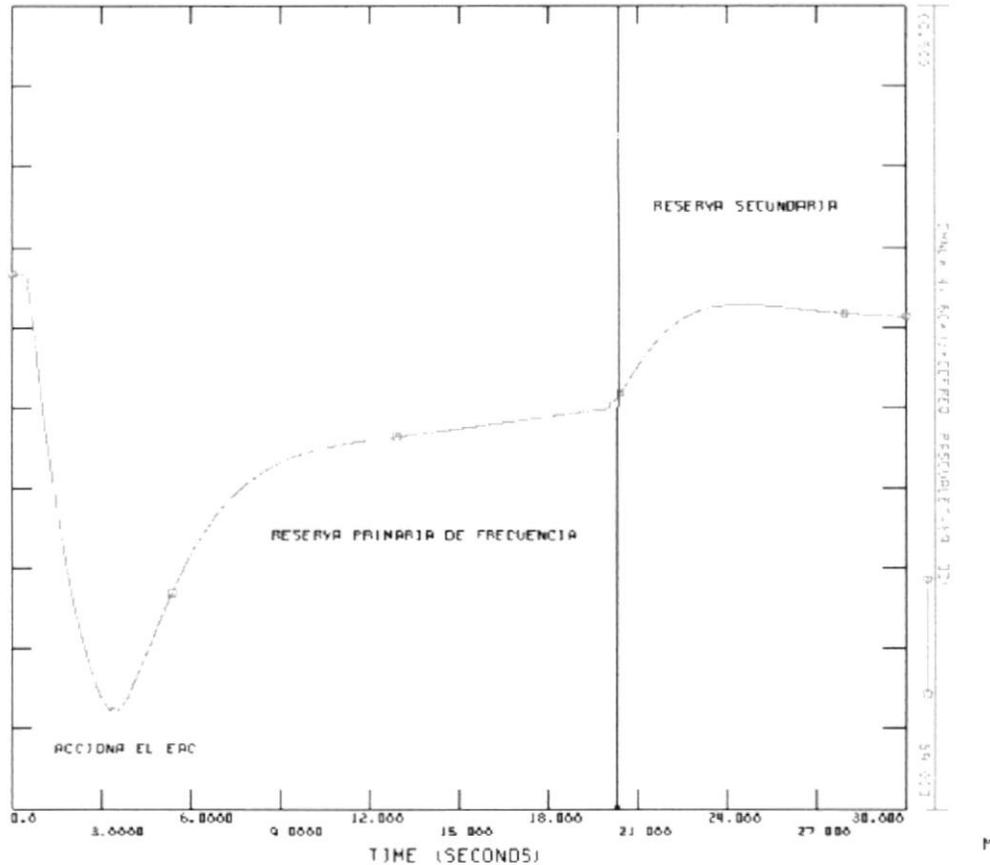
La determinación del porcentaje de RSF para corregir los desvíos en la programación de la demanda se la realizó sobre la base de la información estadística de los desvíos de demanda registrados para cada banda horaria de demanda, recomendándose que la RSF en función de la demanda del Sistema sea del 2.5 % para banda horaria base, del 3 % para banda horaria media y del 1.5 % para banda horaria punta. Se observa que el mayor porcentaje de RSF corresponde a demanda media, puesto que estadísticamente es el período de la curva de carga diaria de mayor duración y de mayores apartamientos de demanda real respecto a la programada.

b. Ocurrencia de contingencias de generación.

La actuación de la RSF luego de la ocurrencia de una contingencia de generación considerando que la RSF es la potencia con la que se puede contar desde los 20 segundos hasta unos 5 minutos con el objeto de compensar el error final de frecuencia resultante de la RPF.

Normalmente las unidades habilitadas para participar en la RSF deberán estar conectadas a través de un Sistema de Control Automático de Generación-AGC. Sin embargo debido a que en el S.N.I. no está implementado el AGC, se recomienda que la Central Hidroeléctrica Paute continúe realizando la RSF.

Figura No 1: Respuesta de frecuencia del S.N.I. ante pérdida de 100 MW de Paute.



Para la determinación de la reserva para RSF, mediante las simulaciones dinámicas con el programa PSS/E se utilizó similar procedimiento utilizado en estudios anteriores, actualizando tanto los criterios técnicos utilizados para RPF como la información estadística de fallas con mayor probabilidad de ocurrencia. Con estas consideraciones, se concluye que la RSF por ocurrencia de contingencias de generación, en función de la demanda del Sistema sea del 2.2 % para banda horaria base, del 3.0 % para bandas horaria media y punta.

En la Figura No 1 se presenta la respuesta de frecuencia del Sistema y la actuación de la RSF ante la pérdida de 100 MW de HIDROPAUTE, en primera instancia se observa la contingencia y luego la operación del EAC con la RPF e inmediatamente después de los 20 segundos el "ingreso" de la RSF, en esta simulación se observa el efecto de la reserva por RSF llevando la frecuencia a valores cercanos a 60 Hz.

7.2 Conclusiones y Recomendaciones

- La Central Hidroeléctrica Paute al realizar la función de RSF luego de los 20 o 30 segundos cuando "teóricamente" termina la actuación de la RPF, solventará la mayor parte del desequilibrio provocado por una contingencia ocurrida en al Zona Norte o en

la Zona Sur del S.N.I., de ahí la importancia de considerar esta Central como soporte ante contingencias que afectan a todo el Sistema.

- La reserva correspondiente a la RSF se deberá repartir entre todas las unidades habilitadas para este fin, una vez que dispongan del equipamiento necesario para Control Automático de Generación-AGC, mientras tanto, se continuará realizando la regulación secundaria de frecuencia desde la Central Paute.
- Considerando los dos factores utilizados para la determinación del porcentaje de reserva para RSF, con la finalidad de corregir los desvíos de frecuencia del Sistema ante el apartamiento de los valores programados y reales de demanda y la ocurrencia de contingencias de generación, se recomienda que el porcentaje óptimo para RSF sea el valor máximo entre los dos definidos, en razón de la cobertura de los dos factores, resultando que la RSF en función de la demanda en bornes de generación de S.N.I. igual a 1.9 % para banda horaria base, 3% para banda horaria media y para banda horaria punta, tal como se presenta a continuación:

Demanda	Apartamiento Demanda (%)	Contingencias (%)	Final %
Base	2.5	2.2	2.5
Media	3.0	3.0	3.0
Punta	1.5	3.0	3.0

DETERMINACION DE RESERVA RODANTE OPERATIVA- RRO

La reserva rodante operativa, reserva operativa o RRO será asignada exclusivamente a las unidades que operen bajo las siguientes condiciones:

- i. Que mantengan una reserva de potencia efectiva disponible.
- ii. Que dispongan de una capacidad de respuesta rápida de toma de carga, para aprovechar esta potencia disponible desde que se inicia el evento y hasta que se decida el ingreso de la reserva fría o se restablezcan las condiciones pre-falla de operación.

La determinación del porcentaje de RRO se lo hará mediante estudios técnico-económicos sobre la base de los resultados de la operación real.

Los desvíos positivos de la demanda programada, podrían reducir la Reserva para la Regulación Secundaria de Frecuencia – RSF, llegando incluso a presentarse posibles sobrecargas de las unidades de la Central Paute, responsable de mantener la RSF y saturar ciertos elementos de la red de transmisión, particularmente en el Area de Guayaquil.

La pérdida de generación o la salida de elementos de transmisión también provocarían el mismo efecto anterior, con mayor probabilidad de sobrecarga de la Central Paute y/o de los elementos de la red, que a más de la actuación de esquemas manuales o automáticos de desconexión de carga, se requerirá el uso de la reserva rodante disponible.

La RRO tendrá dos objetivos en la operación del S.N.I.:

- Recuperar la reserva de RSF o evitar la sobrecarga de las unidades de la Central Paute, producida por una contingencia, se recurrirá a la reserva rodante operativa del Sistema, que como tal podrá estar distribuida independientemente de la red de transmisión.
- Por seguridad de determinada Área del Sistema para liberar de saturamientos o sobrecargas a elementos de la red de transmisión, causados igualmente por pérdida de generación o salidas de otros elementos de la red.

Para recuperar la reserva de RSF o evitar la sobrecarga de las unidades de la Central Paute, producida por una contingencia, se recurrirá entonces a la reserva rodante operativa del Sistema, que podrá estar distribuida independientemente de la red de transmisión.

Para controlar los saturamientos o sobrecargas a elementos de la red de transmisión, causados igualmente por pérdida de generación o salidas de otros elementos de la red, se recurrirá también a la RRO localizada en determinada Área.

Durante el período de estiaje, al encontrarse en línea una alta generación térmica, la red de transmisión se ve descargada por las líneas de transmisión y los principales transformadores. En este estado operativo, la RRO de Área disminuye su importancia, ya que ante salidas de unidades de generación o de elementos de la red, posiblemente no existirán saturamientos de otros elementos de la red.

En el período lluvioso, en el cual se pretende aprovechar al máximo la generación hidráulica, se presenta el efecto contrario, debido a que algunos elementos de la red trabajan al límite de su capacidad en condiciones normales, en la mayor parte del día, se produce fácilmente su saturamiento o sobrecarga en caso de ocurrir alguna perturbación como las ya antes mencionadas.

Con estos antecedentes se concluye que la Reserva Rodante Operativa del Sistema, es independiente del período hidrológico presente, por lo que deberá estar ubicada en unidades distribuidas en el Sistema y que dispongan de características de rápida toma de carga. Al ser la Reserva Rodante del Sistema un concepto de seguridad del Sistema, esta reserva deberá ser tomada en cuenta, previo al cálculo del Precio de Mercado, con el mismo criterio que se utiliza para la regulación secundaria de frecuencia (RSF).

La reserva rodante operativa de generación en el S.N.I. se determina, de manera que se optimicen los costos de enfrentar desbalances de distinta magnitud con el costo de la energía no suministrada por no contar con la reserva rodante suficiente.

El porcentaje óptimo de reserva operativa, es aquel que permite alcanzar el mínimo costo correspondiente al sumatorio de:

- a) Sobrecostos de precio de mercado.
- b) Costo de la energía no servida por pérdida de generación.

8.1 Información utilizada

- Despachos económicos para el período lluvioso Abril – Septiembre/2001, considerando los costos variables de producción de las unidades de generación para la semana del 15 al 21 de marzo del 2001.
- Estadísticas de fallas de las unidades de generación del año 2000.
- Se considera el valor de 300 USD \$ / MWh hasta que el CONELEC efectúe el estudio correspondiente para determinar el Costo de la Energía No Suministrada en el país.

8.2 Análisis

a. Sobrecostos de precio de mercado

Con la finalidad de establecer los sobrecostos de precio de mercado en la operación del S.N.I., se realizan simulaciones mediante el programa de Coordinación Hidrotérmica-CHUQUI, para el despacho económico de hidrología lluviosa y porcentajes de reserva rodante de potencia entre el 0 y 5 % de la potencia efectiva para todas las unidades de generación que participan en la RPF. Las modificaciones de los despachos económicos, afectan directamente al precio de mercado, por tanto, el sobrecosto de precio de mercado es directamente proporcional al porcentaje establecido para reserva operativa.

Los sobrecostos de precio de mercado se determinan por banda horaria, es decir, para condiciones de demanda base, media y punta. Es evidente que para un despacho económico con reserva operativa de 0 % de potencia efectiva no existen sobrecostos, mientras que los sobrecostos para porcentajes de reserva operativa del 1 al 5 % de la potencia efectiva se determinan mediante la diferencia entre los precios de mercado obtenidos con estos porcentajes y los precios de mercado obtenidos para despachos con 0 % de reserva operativa.

b. Costo de la energía no servida por pérdida de generación.

Se realizan simulaciones dinámicas con despachos económicos para la estación lluviosa y en condiciones de demanda base, media y punta, considerando salidas forzadas de generación, y en cada una de los cuales se determinan los valores de demanda que por actuación de los relés de baja frecuencia deben ser desconectados para alcanzar una frecuencia objetivo de 59.5 Hz luego de 20 segundos de la ocurrencia de la falla.

Estas simulaciones se realizan también para porcentajes de reserva operativa entre el 1 y 5 % de la potencia efectiva de todas las unidades que participan en la RPF.

Se han considerado como contingencias la desconexión de la siguiente generación:

40 MW	Electroquil
73 MW	Gonzalo Zevallos (1 unidad)
90 MW	Gas Pascuales
100 MW	Paute Fase AB
115 MW	Paute Fase C
130 MW	Trinitaria o Esmeraldas
146 MW	Gonzalo Zevallos (2 unidades)
156 MW	Agoyán (2 unidades)
300 MW	Paute (3 unidades)
400 MW	Paute (4 unidades)

Los costos de la energía no servida están relacionados con la tasa de salida forzada de las unidades (FOR) que provocan desbalances entre la oferta y la demanda.

Sobre la base de las estadísticas de falla de las unidades señaladas anteriormente, para el año 2000, se calcularon las tasas de salida forzada de las unidades del S.N.I. En el ANEXO No. 2, se presentan las FOR de algunas unidades para el año 2000.

La determinación de la energía no servida por pérdida de generación para cada banda horaria de demanda, se realiza bajo las siguientes consideraciones:

- Valores pico de demanda del S.N.I. en bornes de generación de: 1950 MW para demanda punta, 1400 MW para media y 1100 MW para demanda base.
- A partir de las simulaciones dinámicas efectuadas con las salidas forzadas de generación para reservas operativas del 1 al 5% de la potencia efectiva de las unidades, se determina la carga desconectada por actuación del EAC.
- De acuerdo a la información estadística de fallas del año 2000 que involucran pérdida de generación, se determinan tiempos de desabastecimiento, es decir, el tiempo transcurrido hasta que se reconecta el último MW cortado por actuación del EAC después de superada la contingencia. El tiempo medio de desabastecimiento es del orden de 47 minutos.
- En el ANEXO No 3 se presentan los valores de la energía no servida por salida de generación, para cada banda horaria y porcentaje para reserva operativa.

8.3 Resultados

Los resultados obtenidos de porcentajes óptimos de potencia efectiva para la reserva operativa en las tres bandas horarias se presentan en las Figuras No 2, 3 y 4. (Curvas: OPER= Sobrecostos de operación; ENS=Costo de la energía no servida por pérdida de generación; TOT=Sumatorio de OPER+ENS, mínimo → reserva operativa óptima (%)).

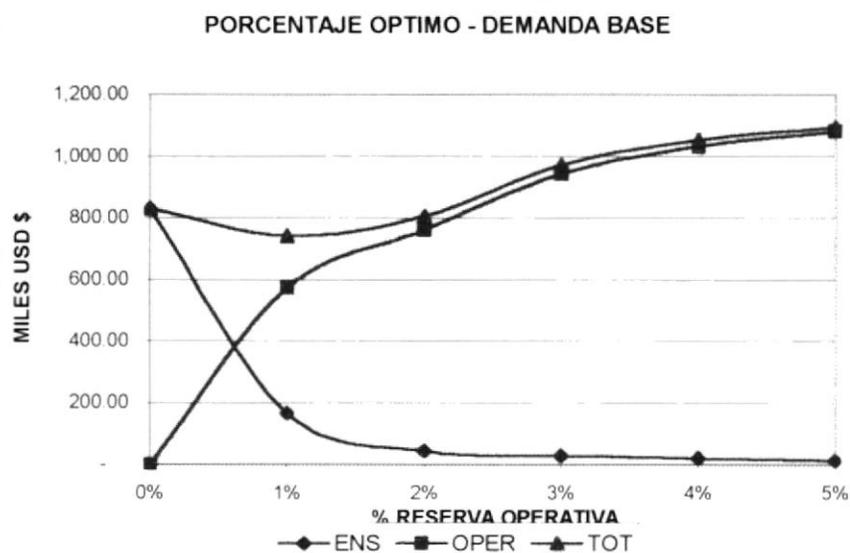


Figura No 2: Reserva operativa para demanda base.

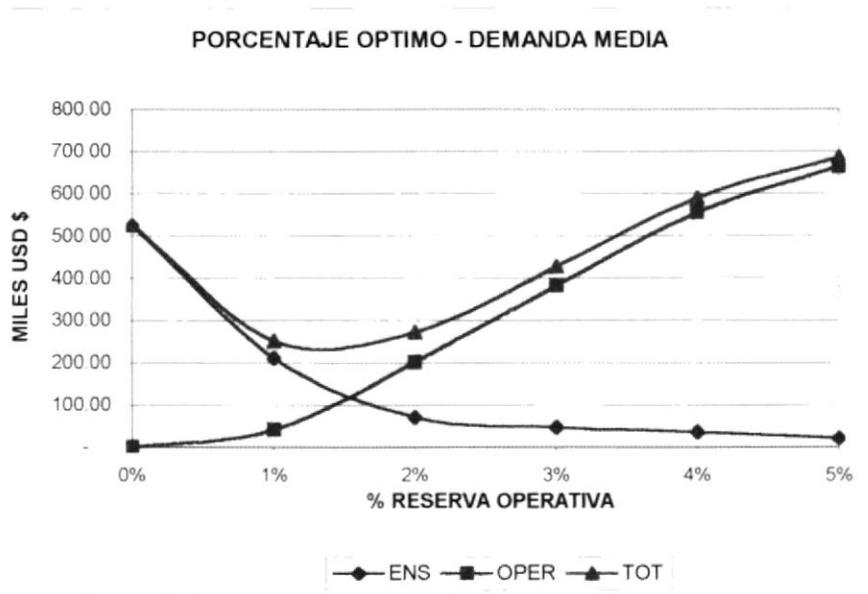


Figura No 3: Reserva operativa para demanda media.

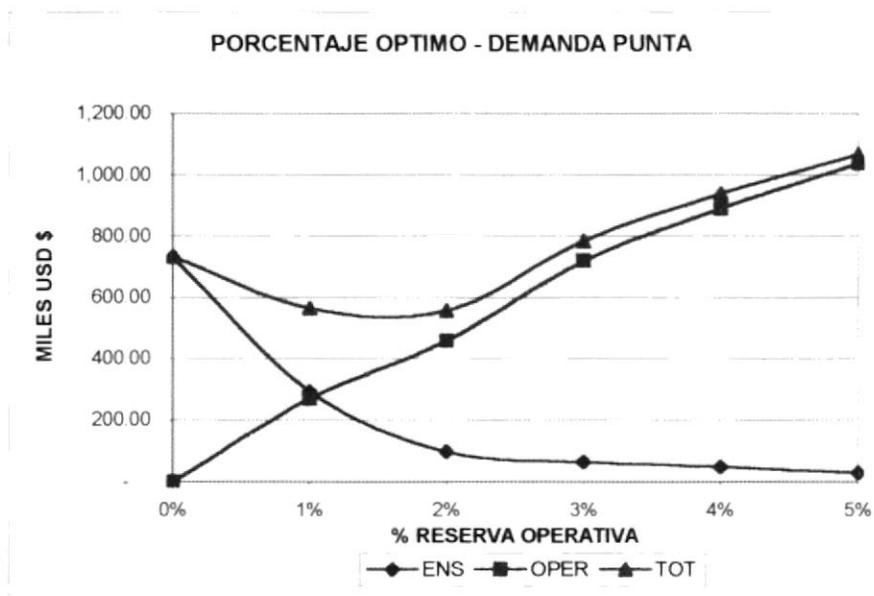


Figura No 4: Reserva operativa para demanda punta.

8.4 Criterios para asignación de la Reserva Rodante Operativa en el S.N.I.

La Reserva Rodante Operativa del Sistema para el Período Lluvioso, por tanto, deberá ser considerada de dos maneras:

- La Reserva natural que todas las unidades despachadas pueden disponer, en vista de haber sido despachada a un valor menor de su potencia efectiva, esta condición por lo general ocurre en unidades térmicas, y la reserva que en unidades hidráulicas podría existir debido a que se encuentran generando en potencias menores a su potencia efectiva, dada la disponibilidad hidráulica del momento, pero que si se podría aprovechar una potencia adicional de emergencia, por un tiempo corto, que permita superar contingencias en la red o sobrecargas de la Central Paute.
- La Reserva Programada en el Despacho Económico Diario, que a su vez podría estar distribuida de la siguiente manera:
 - Entre las unidades hidráulicas con embalse, cuando no se encuentren en vertimiento (Pucará e Hidronación). La reserva se deberá distribuir considerando la velocidad de toma de carga (de las de mayor a las de menor velocidad de toma de carga y los costos variables de las unidades, de las más caras a las más baratas), considerando además que en los periodos de estiaje las unidades más caras son las hidráulicas de embalse.
 - Podrían participar otras unidades hidráulicas, como las de las Centrales Hidroeléctricas Cumbayá y Nayón de la Empresa Eléctrica Quito, sobre la base del análisis de su operación. De la estadística estas unidades nunca generan a su máxima capacidad, lo que podría implicar que siempre existe un margen de reserva, equivalente a la calculada en el Estudio de las Reservas, la misma que podría ser aprovechada sin incidencia económica.
 - Para demanda mínima, no será necesario, considerando la reserva natural de las unidades despachadas a su potencia mínima por generación obligatoria por demanda.

La Reserva Rodante Operativa por seguridad de Area, estará dirigida a unidades térmicas de acuerdo al criterio antes expuesto, esto es:

- En demanda base, será cubierta por la Reserva natural del despacho de generación.
- En demanda media, por la Reserva natural y por unidades que ingresen por calidad de servicio (A. Tinajero 2, Santa Rosa 3).
- En demanda máxima, además de las reservas anteriores, se disminuirá la potencia de las unidades térmicas de mayor velocidad de toma de carga y mayor costo, como son las unidades a gas que se encuentran en el Despacho.

Por tanto, para el período lluvioso se determinará la RRO exclusivamente para demanda punta asignándola de la siguiente manera:

- Reducir el 3% de la potencia efectiva de las centrales hidroeléctricas con embalse siempre y cuando no se encuentren en vertimiento.

- Reducir el 3% de la potencia efectiva en las unidades térmicas de capacidad mayor de 35 MW en orden de mérito inverso, es decir a partir de la de mayor costo variable de producción.
- Reserva disponible de generación forzada de capacidad mayor de 15 MW.
- En la reserva rodante operativa para demandas media y base , se utilizará las inflexibilidades de las unidades termoeléctricas y la reserva natural de unidades hidroeléctricas , y lista de mérito desde la más económica.

8.5 Reconocimiento comercial

La metodología comercial para la reserva de corto plazo (reserva rodante operativa) se basa en un monto regulado anualmente, en función del precio unitario de la potencia y la reserva de potencia puesta a disposición del MEM. Dicho monto se asignará a las unidades que aportan horariamente la reserva, de acuerdo a la conciliación del porcentaje establecido por el CENACE y la reserva real mantenida por RRO, para cumplir con la magnitud de la reserva total. De este principio se puede establecer que será necesario:

- Las unidades que fueron disminuidas de su potencia efectiva, para mantener la RRO, serán reconocidas económicamente por potencia.
- El resto de unidades, que habiendo estado en un valor menor a su potencia efectiva y se haya requerido su incremento, para atender una situación de emergencia, esta producción adicional se verá reconocida por energía.
- La remuneración correspondiente por potencia para la RRO reserva se reconocerá siempre y cuando una unidad encontrándose en capacidad de generar a potencia efectiva no lo puede hacer por mantener la reserva rodante operativa.

La Dirección de Planeamiento elaborará diariamente conjuntamente con el despacho programado una lista de mérito de las unidades para asignación de la RRO.

Como ejemplo, en la Tabla No. 1, se presentan los márgenes de potencia efectiva que deberán mantener las unidades de generación por concepto de reserva operativa para cada banda horaria, obtenidos a partir de los resultados de las simulaciones dinámicas y del procedimiento presentado en el ANEXO No 4. La reserva rodante operativa total del S.N.I. (29.25 MW) equivalente al 1.5 % de la demanda del S.N.I. en borges de generación de (1950 MW).

- La RRO será asignada solamente para las unidades despachadas.
- La asignación de reservas de las centrales está dada en valores fijos de potencia en MW por banda horaria.
- La magnitud de RRO por centrales será asignada por unidades.
- Cuando la sumatoria de las reservas de las unidades despachadas es mayor que la reserva total requerida, la última unidad que cubre la reserva, deberá mantener su asignación completa de reserva, es decir sin disminuir la reserva remanente.
- En la magnitud de la asignación de la RRO se considerará una tolerancia del +/- 5.0 % de valor requerido de 29.25 MW.

	DEMANDA	PUNTA	MEDIA	BASE
	: S.N.I.	(MW)	(MW)	(MW)
		1950	1400	1100
UNIDADES:	RESERVA RODANTE OPERATIVA RRO			
	POTENCIA EFECTIVA (p.u.)	PUNTA (MW)	MEDIA (MW)	BASE (MW)
ZONA NORTE				
ESMERALDAS	125	-	RN	RN
C.H.AGOYAN U1&U2	160	4.8	RN	RN
HIDRONACION U1,U2&U3	213	6.4	RN	RN
PUCARA	70	2.1		
CUMBAYA-NAYON	70	-	RN	RN
S.ROSA TG3	17	CS		
TRINITARIA	133	4.0	RN	RN
G.ZEVALLOS V2 & V3	146	4.4	RN	RN
A.TINAJERO	70	CS	CS	
ENRIQUE GARCIA	92	2.8		
ELECTROQUIL	188	5.6	CS	
RRO REQUERIDA S.N.I.		29.25	-	-
RESERVA OPERATIVA (%):		1.5		

RN: reserva natural

CS: generación forzada por calidad de servicio

Tabla No 1 Distribución de reserva adicional para RSF

8.6 Conclusiones y Recomendaciones

- De acuerdo a los resultados obtenidos se concluye que para el Período Lluvioso la reserva rodante operativa sea del 1.5 % en las tres bandas horarias.
- Se recomienda que el CONELEC efectúe de manera urgente el estudio correspondiente para determinar el costo de la energía no servida en el país.
- Sobre la base de las simulaciones dinámicas efectuadas, se recomienda que inicialmente ciertas unidades de capacidad mayor a 30 MW que presentan una

respuesta dinámica rápida sean las unidades que mantengan una reserva de potencia efectiva para ser utilizada como reserva rodante operativa.

- No se asignará reserva operativa a HIDROPAUTE puesto que tiene la asignación de la reserva por RSF.

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES GENERALES

- Las Empresas Generadoras HIDROAGOYAN, ELECTROQUIL y ELECTROECUADOR deberán ejecutar especialmente los ajustes de estatismo de los reguladores de velocidad de las unidades Pucará 1; Electroquil U1,U3 y U4; y Alvaro Tinajero U1 y U2 respectivamente, recomendados por CFE-LAPEM y presentar al CENACE los respectivos protocolos de pruebas y reportes de los ajustes obtenidos. De la misma manera y con la finalidad de que el S.N.I. disponga inicialmente de todas sus unidades de capacidad mayor de 30 MW habilitadas para participar en la RPF y en la RSF, HIDRONACION deberá presentar las curvas de respuesta de los reguladores de velocidad y tensión de sus unidades, y los ajustes de estatismo requeridos.
- Para las unidades que de acuerdo a los resultados de las pruebas de CFE-LAPEM o que por declaración de los Agentes no participan en RPF, la Reglamentación establece que en caso de que un generador que no participe en la Regulación Primaria de Frecuencia, podrá comprar RPF a otros generadores que dispongan de excedentes de regulación primaria.
- Como resumen y de acuerdo a los criterios aplicados, los porcentajes de reserva recomendados para el Periodo Lluvioso Abril/01-Septiembre/01 son los siguientes:

Banda Horaria	PORCENTAJES DE RESERVA (%)		
	Punta	Media	Base
REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA-RPF : sobre 100 % de Potencia Efectiva	3	3	3
REGULACION SECUNDARIA DE FRECUENCIA-RSF: por Central Hidroeléctrica Paute: % demanda del S.N.I. en bormes de generación	2.5	3	2.5
RESERVA RODANTE OPERATIVA -RRO: % demanda del S.N.I. en bormes de generación	1.5	1.5	1.5

- Sobre la base de los valores pico de la demanda del S.N.I. en bormes de generación para cada banda horaria, los valores de cada reserva para el Periodo Lluvioso Abril/01-Septiembre/01 serán el siguiente orden:

Banda Horaria	Punta (MW)	Media (MW)	Base (MW)
Demanda del S.N.I. en bormes de generación	1950	1400	1100
RPF sobre 100% de potencia efectiva	58.5	42	33
RSF por Central Hidroeléctrica Paute	58.5	42	27.5
Reserva Rodante Operativa S.N.I. (*)	29.25	RN	RN
Reserva Rodante a descontar de la capacidad efectiva E/L del S.N.I.	87.75	42	27.5

(*) Se considera que para demandas media y base se

dispone de reserva natural de las unidades.

- En relación con los criterios aplicados en la determinación de reserva rodante para el Período Lluvioso del año 2000, la misma que estaría constituida de la siguiente manera :

Banda Horaria	Punta (MW)	Media (MW)	Base (MW)
Demanda del S.N.I. en bornes de generación	1950	1400	1100
RPF por todas unidades E/L (3% bajo potencia efectiva)	58.5	42.0	33.0
RSF por C.H.Paute (3.2 % demanda del S.N.I. en bornes generador)	62.4	44.8	35.2
Reserva Operativa	-	-	-
Reserva Rodante a descontar de la capacidad efectiva de E/L del S.N.I.	120.9	86.8	68.2

- Por tanto, sobre la base de los nuevos criterios adoptados en la realización de los análisis técnico-económicos y los resultados obtenidos en las Pruebas de los RAVs ejecutadas por CFE-LAPEM, en la determinación de la reserva rodante para el Período Lluvioso Abril-Septiembre/2001 se ha conseguido optimizar el requerimiento de reserva rodante del S.N.I.

DPL-APEL
24/05/01

BIBLIOGRAFÍA

1. Universidad Politécnica de Cataluña, Desarrollo de una librería para representación de sistemas de control y protección, 2001.
2. Universidad del Valle, Modelos de regulación de velocidad, 2001.
3. Universidad del Valle, Control de excitación, 2001.
4. CENACE, "Determinación de la reserva para la regulación de frecuencia del sistema nacional interconectado (Período Junio 2001-Septiembre 2001)", 2001.
5. CENACE, "Determinación de la reserva rodante de generación para la operación del sistema nacional interconectado (Período Abril 2001-Septiembre 2001), 2001.
6. CONELEC, Procedimientos de despacho y operación, 2000.
7. Universidad de Cataluña "Centrales Eléctricas", 2001.

8. BENOLT DE METZ-NOBLAT / GERARD JEAN , Estabilidad dinámica de redes industriales, Editorial Scheneider, 2001.
9. KOSOW IRVING, Máquinas eléctricas y transformadores, Segunda edición, Prentice Hall , 1993.
10. LEÓN CASTRO EDUARDO, Apuntes de Centrales Eléctricas, 1999.
11. LAPEM, Curso de reguladores de tensión para Centrales de Generación Eléctrica, 2000.
12. LAPEM, Curso de regulación de velocidad y carga, 2000.
13. ANDERSON / FOUJ, Power System Control and Stability, Primera edición, Editorial Iowa State University Press, 1970.



A.F. 142277