

## Capítulo 3

# METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS ELÉCTRICO

### 3.1 Introducción

Una vez obtenidos los resultados del análisis económico, se procede a realizar el análisis eléctrico de las alternativas que resultaron ser factibles de instalarse. Para realizar este análisis se propone una metodología general de acuerdo a los criterios explicados a lo largo de este capítulo y bajo ciertas suposiciones.

Esta metodología supone lo siguiente. 1) Que es aplicada solamente a sistemas de cogeneración basados en turbinas de vapor. 2) Que se conocen los modelos y los parámetros de cada componente de la planta, es decir, el generador, la caldera, la turbina, el sistema de excitación, el sistema gobernador, la carga eléctrica, la carga térmica y el estabilizador si se cuenta con él. 3) Que los modelos ya están programados en el formato del programa SIMNON y están disponibles para ser usados en cualquier caso que se desee estudiar, en caso contrario se tiene que proceder a su programación y validación antes de ser integrados a la planta. 4) Que los cambios de potencia mecánica serán dados desde la caldera, es decir, con el modo de control turbina siguiendo caldera. 5) El sistema de cogeneración cuenta con un solo generador eléctrico o se cuenta con los parámetros de varios generadores equivalentes agrupados en uno solo.

La metodología toma como dato de partida el resultado del análisis económico. Seguidamente deben seleccionarse los modelos de los diferentes componentes de la planta según el modo de operación que se haya previsto y el tipo de estudio a realizar. Finalmente se debe realizar la simulación y el análisis del caso o los casos que sean necesarios para alcanzar los objetivos fijados en el estudio. En las siguientes secciones se explican cada uno de estos aspectos en forma detallada.

## 3.2 Modelos utilizados para simular la planta

Los modelos utilizados para simular la planta han sido tomados de la literatura, por tanto se da por supuesta su validez. Se tomaron modelos sencillos con el fin de ejemplificar la metodología para el análisis eléctrico. De igual modo, el sistema eléctrico se supone balanceado de tal manera que pueda representarse utilizando secuencia positiva solamente.

### 3.2.1 Modelo del generador eléctrico

Aun cuando no se descarta la opción de utilizar generadores de inducción [39] en plantas de uso industrial, en este trabajo se analiza solamente el comportamiento de generadores sincros debido a las desventajas que los primeros presentan. Básicamente su inconveniente radica en el problema de regulación de voltaje, debido a la limitación física de no generar suficiente potencia reactiva (KVAR); en [35] puede verse una discusión completa de esta cuestión.

La operación de la planta de cogeneración desde el punto de vista eléctrico requiere una evaluación del comportamiento dinámico de las principales variables para asegurar la mejor calidad en el suministro de energía. Para esto es necesario contar con modelos adecuados para las distintas situaciones en las que puede operar una planta de cogeneración, las cuales se explican en la sección 3.4.

En el presente capítulo se hará una descripción de los modelos utilizados para la simulación computacional del generador eléctrico, tomando como referencia sus distintos modos de operación. Primero se tratará el modelo del generador conectado en paralelo a la compañía suministradora de energía eléctrica considerando carga eléctrica conectada en sus terminales, enseguida se estudiará el generador operando en forma aislada y finalmente operando en paralelo a la compañía suministradora de energía eléctrica, pero sin carga local en sus terminales. Pueden existir casos de plantas de cogeneración con más de un generador eléctrico interconectados entre sí; sin embargo, se estudiará el caso de plantas con una sola máquina. Este estudio se puede aplicar a plantas en las que sea posible agrupar varios generadores en uno equivalente, por tanto, no es aplicable a grupos de generadores que no sea posible agruparlos en uno equivalente.

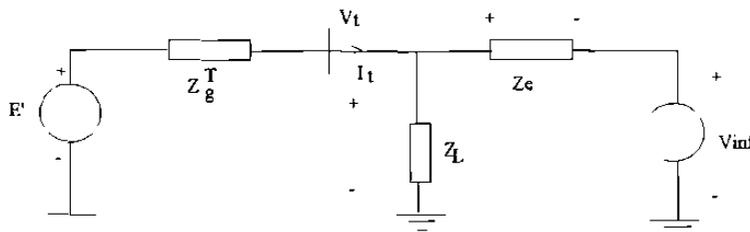
### 3.2.1.1 Generador conectado a la compañía suministradora de energía eléctrica y con carga eléctrica local

Una vez resuelto el problema del dimensionamiento de la planta de acuerdo al procedimiento visto en el capítulo 2, se procede a explicar el modelo del generador síncrono con carga conectada a sus terminales y operando en paralelo con la compañía suministradora de energía eléctrica. Este modelo será utilizado para simular el comportamiento transitorio del generador bajo distintos disturbios. Se ha encontrado [83] que la forma más conveniente para simular la máquina síncrona es a través de la corriente en terminales; esta corriente debe estar en función de las variables de estado que describen el comportamiento dinámico del generador. La ecuación (3.1), expresada en forma matricial, muestra la manera adecuada para realizar simulaciones. Las ecuaciones algebraicas de este modelo están escritas en un sistema de coordenadas real-imaginario (r-i), obtenidas a partir de la representación en coordenadas d-q. La transformación a coordenadas r-i se hace utilizando la matriz A (3.8), la cual contiene una combinación de senos y cosenos de una de las variables de estado de la máquina; el ángulo de carga  $\delta$  se expresa en radianes.

$$\mathbf{I}_t = \left[ \mathbf{Z}_e - \left[ \mathbf{U} + \mathbf{Z}_e \mathbf{Z}_L^{-1} \right] \mathbf{Z}_g^T \right]^{-1} \left[ (\mathbf{U} + \mathbf{Z}_e \mathbf{Z}_L^{-1}) \mathbf{E}' - \mathbf{V}_\infty \right] \quad (3.1)$$

donde:

- $\mathbf{I}_t$  corriente en terminales (p.u.), ver ecuación (3.2)
- $\mathbf{U}$  matriz identidad (2x2), ver ecuación (3.3)
- $\mathbf{Z}_e$  impedancia exterior (p.u.), ver ecuación (3.3)
- $\mathbf{Z}_L$  impedancia de la carga (p.u.), ver sección 3.2.1
- $\mathbf{E}'$  voltaje detrás de la reactancia del generador (p.u.), ver ecuación (3.5)
- $\mathbf{V}_\infty$  voltaje en la barra infinita (p.u.), ver ecuación (3.6)
- $\mathbf{Z}_g$  Impedancia interna del generador (p.u.), ver ecuación (3.7)



*Figura 3.1 Diagrama unifilar del generador con carga local conectado a la barra infinita.*

Aunque la manera más compacta de expresar el modelo del generador y, en particular, la corriente en terminales, es a través de una forma matricial, el simulador SIMNON sólo acepta expresiones algebraicas. Por consiguiente se da la forma siguiente a cada término de (3.1).

$$\mathbf{I}_t = \begin{bmatrix} I_r \\ I_i \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

$$\mathbf{I} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

$$\mathbf{Z}_e = \begin{bmatrix} r_e & -X_e \\ X_e & r_e \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

$$\mathbf{E}' = \begin{bmatrix} E'_r \\ E'_i \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

$$\mathbf{V}_\infty = \begin{bmatrix} V_{\infty r} \\ V_{\infty i} \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

$$\mathbf{Z}_g = \begin{bmatrix} -r & X'_d \\ -X'_q & -r \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} \cos(\delta) & -\text{sen}(\delta) \\ \text{sen}(\delta) & \cos(\delta) \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

El resultado final de la transformación de los ejes de coordenadas se ve en la forma que adquiere (3.7). Es decir, una vez transformada, queda como (3.9).

$$\mathbf{Z}_g^T = \mathbf{A} \mathbf{Z}_g \mathbf{A}^{-1} \quad (3.9)$$

Se requieren dos ecuaciones algebraicas que complementen el modelo para fines de simulación y análisis, éstas son el voltaje en terminales (3.10) y la potencia eléctrica (3.11).

$$\mathbf{V}_t = \mathbf{Z}_e \mathbf{I}_t + \mathbf{V}_\infty \quad (3.10)$$

$$P_e = \text{Re}(\mathbf{V}_t \mathbf{I}_t^*) = V_r I_r + V_i I_i \quad (3.11)$$

Todas las variables que componen (3.1) están expresadas en coordenadas r-i. Además de estas ecuaciones algebraicas se requiere un conjunto de ecuaciones diferenciales que representen los cambios en el tiempo de las variables de estado. El orden del modelo propuesto es 4: dos estados pertenecen a la ecuación de oscilación (3.12) y (3.13), los otros dos representan los cambios de voltajes internos detrás de la reactancia del generador (3.14) y (3.15) para cada uno de los ejes, d y q.

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_o \quad (3.12)$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{M}(P_m - P_e) \quad (3.13)$$

$$\frac{dE'_q}{dt} = -\frac{1}{\tau'_{do}} [E_{fd} + E'_q - (X_d - X'_d)I_d] \quad (3.14)$$

$$\frac{dE'_d}{dt} = -\frac{1}{\tau'_{qo}} [E'_d + (X_q - X'_q)I_q] \quad (3.15)$$

En las ecuaciones diferenciales se siguen manteniendo las componentes d-q, que son obtenidas a partir de las coordenadas r-i y la matriz  $\mathbf{A}$ , como se ve en (3.16) y (3.17).

$$\begin{bmatrix} I_q \\ I_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\delta) & -\text{sen}(\delta) \\ \text{sen}(\delta) & \cos(\delta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_r \\ I_i \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

$$\begin{bmatrix} E'_q \\ E'_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\delta) & -\text{sen}(\delta) \\ \text{sen}(\delta) & \cos(\delta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E'_r \\ E'_i \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

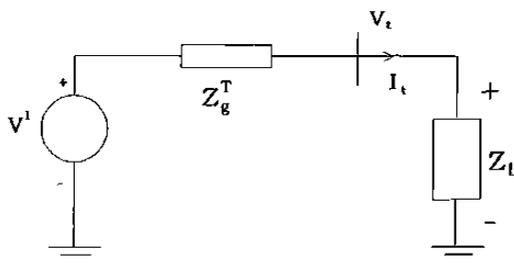
Para transformar los ejes d-q a los ejes r-i se hace uso de la inversa de la matriz  $\mathbf{A}$  para las variables de interés. Las ecuaciones (3.1)-(3.17) son suficientes para hacer una simulación de la máquina síncrona considerando operación manual del regulador de voltaje ( $E_{fd} = \text{cte.}$ ) y

suponiendo que el sistema turbina-gobernador mantiene una potencia mecánica constante ( $P_m = \text{cte.}$ ). La conexión con estos subsistemas de la máquina síncrona se explicará en 3.4. En el apéndice B.2.2 pueden verse las ecuaciones escritas de acuerdo al formato del simulador SIMNON.

### 3.2.1.2 Cogenerador independiente

Las ecuaciones diferenciales que modelan el comportamiento dinámico del generador eléctrico operando en forma independiente de la compañía suministradora de energía eléctrica son idénticas al caso anterior, ver ecuaciones (3.12), (3.13), (3.14) y (3.15), lo que cambia es la forma de las ecuaciones algebraicas. Suponiendo carga local modelada de acuerdo a (3.23) y (3.24), la corriente en terminales queda expresada por (3.18). Ver el diagrama unifilar de este generador en la Fig. 3.2.

$$\mathbf{I}_t = [\mathbf{Z}_L - \mathbf{Z}_g^T]^{-1} \mathbf{E}' \quad (3.18)$$



*Figura 3.2 Diagrama unifilar del cogenerador operando en forma aislada.*

El modelo completo de esta máquina puede verse en el apéndice B.2.3. La potencia eléctrica se expresa de forma idéntica a (3.11). En cambio, el voltaje en terminales se debe expresar de acuerdo a (3.19) o (3.20).

$$\mathbf{V}_t = \mathbf{Z}_L \mathbf{I}_t \quad (3.19)$$

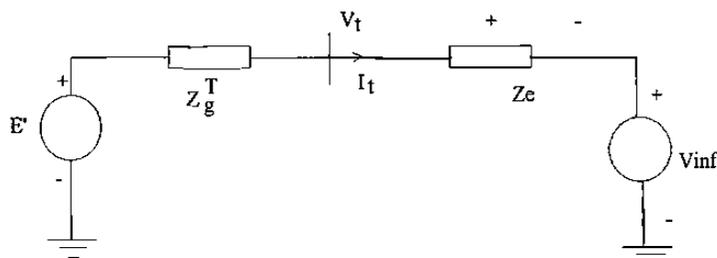
$$\mathbf{V}_t = \mathbf{E}' + \mathbf{Z}_g^T \mathbf{I}_t \quad (3.20)$$

### 3.2.1.3 Cogenerador conectado a la compañía suministradora de energía eléctrica sin carga eléctrica local

Como en el caso anterior, las ecuaciones diferenciales siguen siendo las mismas para este modelo, ver (3.12)-(3.15). También se mantienen iguales la ecuación de voltaje en terminales (3.10) y la potencia eléctrica (3.11). La única ecuación que cambia su forma es la corriente en terminales:

$$I_t = [Z_e - Z_g^T]^{-1} [E' - V_\infty], \quad (3.21)$$

donde todos los términos de la ecuación (3.21) ya han sido explicados.



*Figura 3.3 Diagrama unifilar del generador sin carga local conectado a una barra infinita.*

### 3.2.1.4 Modelo del sistema de excitación (SE)

Los modelos DC1-DC, DC2-DC, DC3, AC1, AC2, AC3, AC4, ST1, ST2 y ST3 de [63] han sido considerados para incluirse como un subsistema de la planta de cogeneración. La Figura 3.4 muestra el diagrama de bloques del sistema de excitación ST1. Este representa un excitador estático con el valor del limitador de salida dependiendo del voltaje en terminales del generador. Esta característica puede simularse con SIMNON sin dificultad. La referencia [83] muestra la manera de hacer la descomposición de estos modelos para que puedan ser introducidos según el formato de SIMNON. La idea principal para lograr esta descomposición es la de pasar los diagramas de bloque en el dominio de Laplace a su correspondiente ecuación diferencial en el dominio del tiempo. A continuación se resumen los tres tipos de bloques más comunes en sistemas de control de voltaje y su representación equivalente en forma de ecuación diferencial, Tabla 3.1

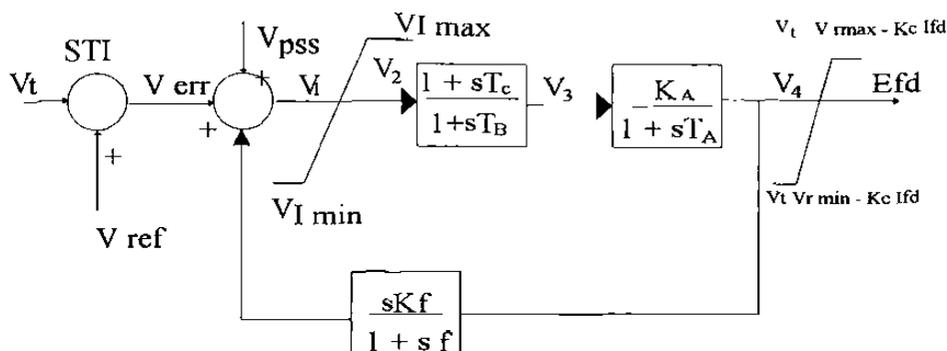


Figura 3.4 Diagrama de bloques del sistema de excitación STI del IEEE.

En el apéndice B.2.4 y B.2.5 pueden verse dos modelos de sistema de excitación siguiendo el formato SIMNON. Se tienen definidas las entradas y salidas para ser interconectadas con el modelo de la máquina síncrona.

TABLA 3.1  
REPRESENTACIÓN DE FUNCIONES DE TRANSFERENCIA TÍPICAS EN EL DOMINIO DE LAPLACE Y EN EL DOMINIO DEL TIEMPO

Tipo de función	Laplace	Tiempo
Primer orden	$\frac{Y}{U} = \frac{K}{\tau s + 1}$	$\frac{dy}{dt} = \frac{1}{\tau}(Ku - y)$
Adelanto-atraso	$\frac{Y}{U} = K \frac{1 + \tau_C S}{1 + \tau_B S}$	$y = x_1 + x_2, \quad x_1 = K \left( \frac{\tau_c}{\tau_b} \right) u, \quad \frac{dx_2}{dt} = \frac{1}{\tau_B} (Ku - y)$
Derivador en el numerador	$\frac{Y}{U} = \frac{KS}{\tau s + 1}$	$y = x_1 - x_2, \quad x_1 = \frac{Ku}{\tau}, \quad \frac{dx_2}{dt} = \frac{y}{\tau}$

### 3.2.1.5 Modelo del sistema estabilizador (PSS)

Se consideran los modelos de dos tipos de estabilizadores. Uno recibe como señal de entrada la potencia eléctrica generada  $P_e$  y otro recibe la velocidad angular  $\omega$ . En ambos se tiene un voltaje de salida  $V_s$  que entra al comparador del sistema de excitación como una señal suplementaria. La señal  $V_s$  introduce amortiguamiento positivo a la máquina síncrona durante un transitorio electromecánico y favorece la operación segura del generador reduciendo la posibilidad de salida por pérdida de sincronismo. En [112] se muestran resultados de simulaciones en que el efecto del sistema de excitación sobre el amortiguamiento de la máquina

síncrona, después de la primera oscilación, es negativo, o sea, que favorece la salida de sincronismo. En estos casos el sistema estabilizador tiene una función importante para contrarrestar este efecto.

### 3.2.2 Modelos de turbinas de vapor (T) y su control de velocidad (SG)

A continuación se presentan los modelos de dos tipos de turbinas de vapor utilizados para la cogeneración de energía: turbina de contra-presión (CP) y turbina de extracción-condensado (EC). Existe una mayor variedad de tipos de turbinas utilizadas en plantas cogeneradoras en base a vapor [78], sin embargo, la deducción puede hacerse a partir de estos dos tipos básicos. Es decir, la variedad de turbinas de vapor se debe a que algunas tienen más de una extracción o estas extracciones son manuales o automáticas.

#### 3.2.2.1 Turbina de contra-presión (TCP)

La Figura 3.5 muestra el esquema físico de una turbina de contra-presión. La característica principal de esta turbina es que el flujo de vapor que le llega de la caldera o de un cabezal general es el mismo que se tiene a la salida.

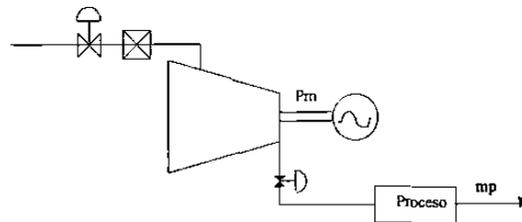


Figura 3.5 Diagrama esquemático de una turbina CP.

El modelo de esta turbina en el dominio de Laplace se representa por una función de transferencia de primer orden, (3.22). Sin embargo, su gobernador debe incluir tanto las variaciones de velocidad en el eje, como las variaciones de flujo del vapor entregado al proceso.

$$\frac{P_{GV}}{P_m} = \frac{1}{1 + T_t S} \quad (3.22)$$

Donde  $T_t$  es la constante de tiempo que caracteriza la respuesta de la turbina. Su valor depende de las condiciones de presión, temperatura del vapor y del volumen del depósito de vapor que se encuentra a la entrada de la turbina. Este modelo de turbina no considera el efecto de la caldera, para esto debe utilizarse el modelo mostrado en la Figura 3.6.

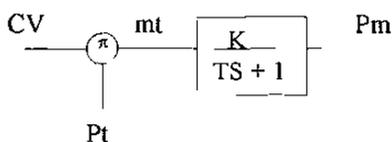


Figura 3.6 Modelo de la turbina CP considerando el efecto de la caldera.

### 3.2.2.2 Turbina de extracción-condensado (TEC)

Un diagrama representativo de la configuración física de esta turbina puede verse en la Figura 3.7. Su principal característica es la extracción intermedia que se hace al proceso mediante una válvula automática y que la descarga de vapor de la segunda etapa se hace directamente al condensador. Existen algunas turbinas con más de una extracción [80]; sin embargo en esta investigación se considera solamente una extracción.

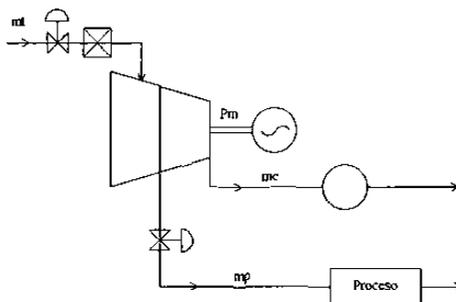


Figura 3.7 Diagrama esquemático de la turbina EC.

La demanda de vapor al proceso tiene influencia sobre el comportamiento dinámico de la turbina EC. Para poder visualizar este efecto es necesario incluir el control de flujo al proceso en su modelación.

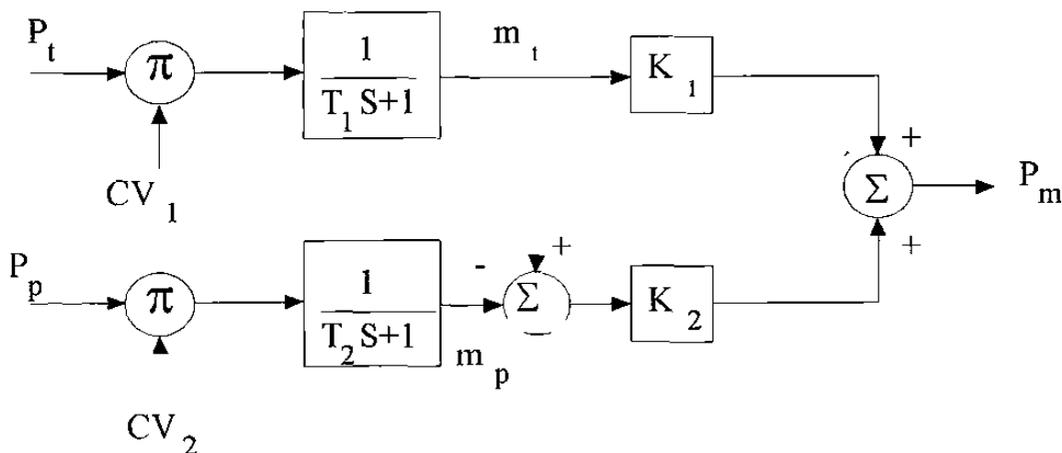


Figura 3.8 Diagrama de bloques de la turbina EC.

Cada una de las variables y parámetros que intervienen en este modelo se explican a continuación.

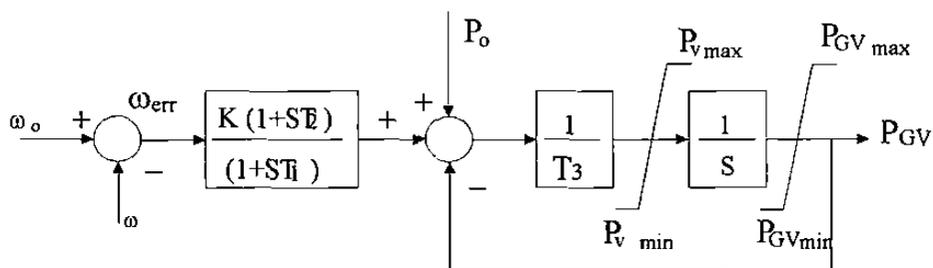
- $P_1$  Presión de estrangulamiento a la entrada de la turbina (en Kilo Pascales, KPa). Esta presión es la salida de la caldera.
- $P_p$  Presión requerida por el proceso térmico (KPa). Esta presión es un valor de referencia.
- $CV_1$  Porcentaje de apertura de la válvula automática a la entrada de la turbina ( $<1$ ). Esta señal proviene de la salida del sistema gobernador.
- $CV_2$  Porcentaje de apertura de la válvula automática a la entrada del proceso ( $<1$ ). Esta señal es la salida del control de flujo al proceso.
- $T_1$  Constante de tiempo en la primera etapa de la turbina (seg). Esta constante puede calcularse con los datos de presión, temperatura y volumen en el depósito de vapor a la entrada de la turbina ("steam chest") [41].
- $T_2$  Constante de tiempo debida a la extracción de vapor (seg). Caso similar al anterior.
- $K_1$  Ganancia de la primera etapa de la turbina,  $h_1-h_p$ , diferencias de entalpías (KJ/Kg). Estas entalpías son funciones de la presión y temperatura de operación en los puntos 1 y p respectivamente.
- $K_2$  Ganancia en la segunda etapa de la turbina,  $h_p-h_c$ , diferencias de entalpías (KJ/Kg). Estas entalpías pueden calcularse de modo similar a las anteriores.
- $m_t$  Flujo de vapor en la primera etapa (Kg/seg). Es el que proporciona la caldera si no se tiene control sobre los  $KW_e$  generados. Si existe control sobre los  $KW_e$  de salida este flujo cambia de acuerdo a este lazo de control.
- $m_p$  Flujo de vapor al proceso (Kg/seg). Varía con la demanda de calor requerida por el proceso, su control se realiza mediante una válvula automática.
- $P_m$  Potencia total de salida de la turbina (KW). Potencia que se le transmite al generador eléctrico a través de la flecha del turbo-generador.

Las presiones deben ser convertidas a valores por unidad para que al ser multiplicadas por el porcentaje de apertura de las válvulas arrojen un valor dado en Kg/seg. Esto puede lograrse convirtiendo la presión nominal de operación a su flujo correspondiente a régimen nominal. La coordinación entre la caldera y la turbina depende de la estrategia de control que convenga seguir para un caso determinado, esto se tratará en la sección 3.2.3.

### 3.2.2.3 Sistema gobernador (SG)

Aunque en [41] se presenta un modelo generalizado del sistema gobernador para turbinas de vapor, éste no incluye el efecto de cambio de presión en la caldera. Una actualización de estos modelos, presentada en [56], toma en cuenta esta variable. La Figura 3.9 muestra el diagrama de bloques de uno de estos sistemas gobernadores reportados en [41]. El efecto de la presión es considerado a la entrada de las válvulas de control de la turbina, combinándola con la salida del sistema gobernador a través de un multiplicador, ver Figura 3.7. Es decir, el producto de presión por el porcentaje de apertura de la válvula da el flujo de vapor que entra a la turbina; ver Figura 3.11 (tomada de [56]), donde se designa el porcentaje de apertura de la válvula de admisión de vapor a la turbina con la variable  $CV$ .

El modelo de la Figura 3.9 no incluye el efecto del cambio de presión del vapor. Por lo tanto, la salida de este sistema gobernador arroja directamente la potencia de entrada a la turbina ( $P_{GV}$ ) antes de ser transformada a potencia mecánica ( $P_m$ ). Este modelo es apropiado para estudios de períodos cortos, es decir, para tiempos menores al que la presión de la caldera empieza a cambiar de valor. También se puede utilizar suponiendo que la caldera está siendo controlada con el esquema turbina siguiendo caldera, el cual mantiene una presión prácticamente constante en el vapor de entrada a la turbina, ver sección 3.2.3. El listado para este modelo según el formato de SIMNON puede verse en el apéndice B.2.9, el cual incluye valores típicos de los parámetros y límites de operación.



**Figura 3.9** Diagrama de bloques del sistema gobernador SG1 de velocidad para turbinas de vapor [41].

Con los modelos de sistema gobernador (SG1 y SG2) no es posible controlar la potencia mecánica  $P_m$  que se desea transmitir al generador a través de la flecha de la turbina; solamente se puede controlar la velocidad angular e indirectamente la potencia a través de cambios de velocidad provocados por los cambios de carga eléctrica del generador o cualquier otro desbalance entre la potencia mecánica y la eléctrica. Por tanto, estos modelos sólo pueden

utilizarse en el esquema de control turbina siguiendo caldera (ver sección 3.3), es decir, los cambios de generación se inician desde los controles de la caldera.

Efectuando simulaciones de estos modelos, con los parámetros que aparecen en el apéndice B del caso 2, se ha observado que con una condición inicial  $\omega(0)=0$  no es posible llegar a un equilibrio para un arranque en frío (todas las variables de estado en cero excepto la velocidad angular). Es mejor suponer un valor inicial  $\omega(0)=\omega_{ref}$  en la velocidad angular, y eventualmente esta llega al valor deseado. También se observó la influencia de  $P_o$  como condición inicial de la potencia transferida a la turbina  $P_{GV}$  y la potencia mecánica  $P_m$  en el tiempo de estabilización de la potencia mecánica, ver Figura 3.10.

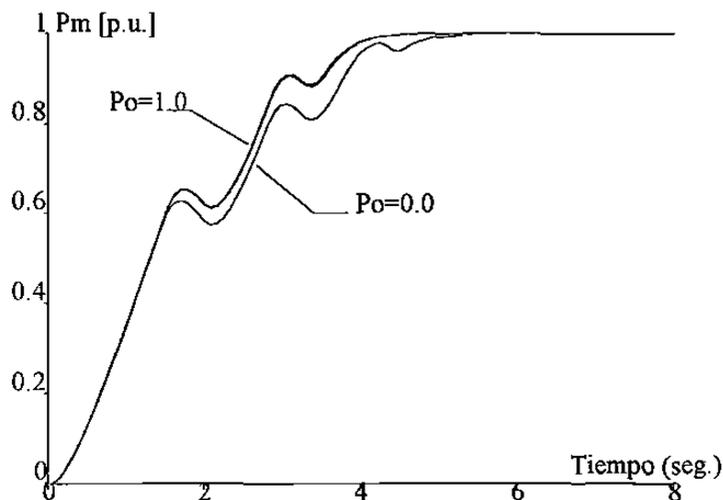


Figura 3.10 Efecto de  $P_o$  sobre el tiempo de estabilización de la potencia mecánica ( $P_m$ ).

Debe notarse cómo disminuye el tiempo de estabilización a medida que aumenta el valor de  $P_o$ . También se nota que el valor de potencia mecánica estable es igual al valor del tope máximo del limitador con-cuerda ( $P_{GVmax}$ ), independientemente del valor de  $P_o$ . De las observaciones anteriores se puede concluir que  $P_o$  no es un valor de referencia al que se desea llegar, sino, como se comentó anteriormente, una condición inicial. Los cambios de generación deben iniciarse en el control de la caldera. El sistema gobernador [56] utilizado para visualizar efectos de cambio de presión en la caldera es el que se muestra en la Figura 3.11. Este modelo considera los cambios de presión debidos a la dinámica de la caldera; por tanto, puede acoplarse a los modelos de las turbinas EC o CP de las Figuras 3.8 y 3.6 respectivamente. El listado para SIMNON puede verse en el apéndice B.2.10. La pendiente del limitador sin-cuerda de este gobernador es igual a uno, sus límites representan la posición

de la válvula. El limitador con-cuerda modela el intervalo de operación de la válvula al estar abriendo (valor típico, -0.4) y al estar cerrando (valor típico, +0.5). En el listado del apéndice B.2.10 puede verse el modo de programarse estos limitadores en el lenguaje de SIMNON.

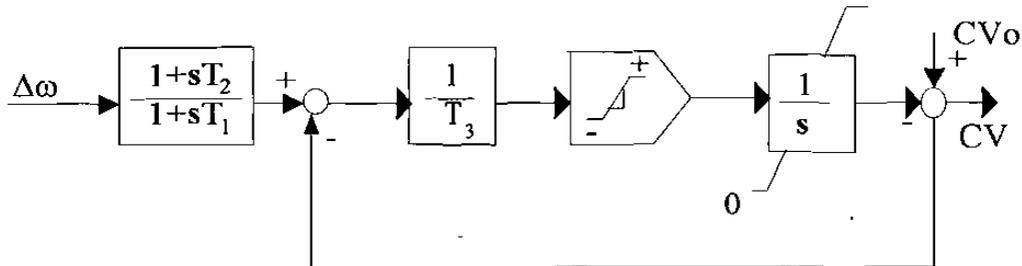


Figura 3.11 Diagrama de bloques del sistema gobernador SG2 del IEEE [56].

### 3.2.3 Modelo de la caldera y sus controles (B)

La caldera es una componente compleja de una planta de producción de energía eléctrica en base a vapor. Su complejidad se debe a los distintos mecanismos de que está compuesta y los distintos modos de operación. Dentro de las calderas utilizadas para producir electricidad pueden distinguirse dos tipos principales: Caldera tipo domo ("drum") y caldera tipo un-paso ("once-through"). Los combustibles primarios que utilizan son variados: gas natural, combustóleo, carbón, basura tratada y combustible vegetal, como madera y bagazo de caña principalmente. Desde el punto de vista de análisis de potencia eléctrica interesa saber cómo está siendo operada la caldera para poder llevar a cabo la simulación y el análisis adecuadamente. Existen tres formas comúnmente utilizadas:

- *Caldera siguiendo turbina.* En este control los cambios de generación son iniciados por las válvulas de control de la turbina, mientras los controles de la caldera responden con la acción apropiada, hasta llegar a los valores de flujo y presión de referencia. La principal ventaja de este esquema de control es que mejora la calidad de la frecuencia. La desventaja es que puede alejar a la caldera de su punto óptimo de operación, haciéndola consumir mayor cantidad de combustible para una misma potencia generada y, por tanto, introducir una operación ineficiente.
- *Turbina siguiendo caldera.* Las válvulas de control de la caldera están hechas para regular su presión y los cambios de generación se inician variando entradas a la caldera. Su

ventaja es que permite tener presión casi constante en la caldera . En este modo de control no se usa la energía almacenada en el domo de la caldera. Su principal desventaja es que los cambios de generación son más lentos y por tanto la regulación de la frecuencia es de menor calidad.

- *Control coordinado.* La señal de la carga demandada es modificada por variaciones de frecuencia proporcionales al inverso del estadismo ( $1/R$ ) y por señales proporcionales a las variaciones de presión en la caldera.

Las variables que intervienen en el modelo de caldera presentado en la Figura 3.12 siguiendo el sistema internacional de unidades (SI) se explican a continuación:

$W_f$	Flujo de combustible (Kg/hr)
$W_e$	Flujo del agua de alimentación (Kg/hr)
$IC's$	Condiciones iniciales (depende de qué variable de estado se trate)
$K's$	Agrupación de parámetros constantes (depende de cuál se trate)
$L_{fs}$	Carrera del alimentador de carbón (m)
$h_{sat}$	hd-he: entalpía en el domo-entalpía H <sub>2</sub> O de alimentación (KJ/Kg)
$M_w$	Masa efectiva de metal-agua en contacto (Kg)
$T_f$	Temperatura del gas (°K)
$K_m$	Coficiente de transferencia de calor por conducción entre los gases y el metal (KW/°K)
$K_w$	Coficiente de transferencia de calor por conducción entre el metal y el agua (KW/°K)
$C_{pm}$	Calor específico del metal (KW/(Kg°K))
$Q_{gm}$	Calor removido de los gases calientes (KW)
$Q_{mw}$	Calor transferido al agua (KW)
$V^*$	Volumen efectivo en el domo (m <sup>3</sup> )
$P_t$	Presión del vapor a la turbina (KPa)
$R_a$	Densidad del aire (Kg/m <sup>3</sup> )
$R_e$	Densidad del carbón (Kg/m <sup>3</sup> )
$R_t$	Densidad del vapor de entrada a la turbina (Kg/m <sup>3</sup> )
$\Delta h_f$	hd-he: entalpía en el domo - entalpía del agua de alimentación (KJ/Kg)
$K_{af}$	Razón de la mezcla aire/combustible (adimensional)

El modelo de caldera de la Figura 3.12 es el que propone J. P. McDonald en la referencia [120]. Está basado en principios físicos de termodinámica y fenómenos de transporte de fluidos y modelado siguiendo la filosofía llamada de modelado deductivo, cuya idea principal es aplicar los principios físicos que intervienen en los diferentes procesos naturales y su control dentro de la caldera. Como se observa, es de naturaleza no-lineal, a pesar de haber hecho algunas simplificaciones en su deducción, como se explica en [120]. Básicamente, sólo se toman en cuenta los efectos de conducción agua-metal, dejando de lado los efectos de radiación y convección, lo cual complicaría demasiado el modelo.

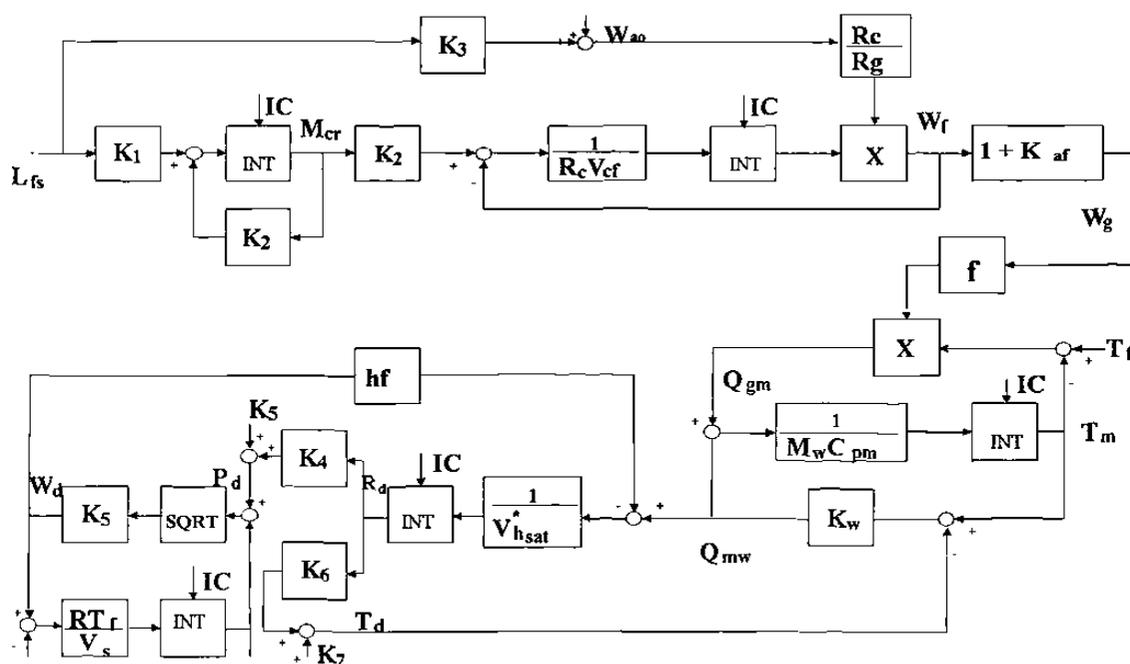


Figura 3.12 Diagrama de bloques de la caldera usada para simulación en estudios de estabilidad [120].

En el paquete SIMNON es suficiente la representación de la Figura 3.12 para realizar una simulación en el tiempo; sin embargo, resulta más claro entender los procesos que intervienen en la caldera contando con ese mismo modelo representado en el dominio de Laplace. Además, el modelo permite ser simulado en otros paquetes que requieren representación en el dominio de la frecuencia, por ejemplo, el paquete VISSIM de aparición reciente. Este diagrama de bloques puede verse en la Figura 3.13.

La variable que se está controlando en este modelo de caldera es la presión  $P_t$ , ya que es la que interesa para el análisis desde el punto de vista de potencia; otras variables, como el nivel



de seguridad [12]. Aunque el modelo presentado [120] es apropiado para entender los fenómenos que intervienen en la generación de vapor y para simulación, se usará un modelo más sencillo propuesto por el IEEE para estudios de estabilidad de sistemas de potencia [56]; su representación puede verse en la Figura 3.14. No se utilizó el modelo de McDonald debido a la falta de disponibilidad de parámetros para realizar la simulación.

El modelo del IEEE cuenta con la representación de los mismos procesos descritos en la caldera anterior, pero de modo más simplificado. Aparece la no-linealidad introducida por la raíz cuadrada para calcular el flujo de vapor en el domo y las constantes de tiempo en el proceso de calentamiento del agua  $T_w$ , también aparecen las constantes  $C_D$  y  $C_{SH}$  con el efecto integral en los bloques que dan la presión del vapor en el domo,  $P_d$  y la presión a la salida de la caldera,  $P_t$ . El manejo de combustible viene representado por un bloque de primer orden con una constante de tiempo  $T_F$ . En el apéndice B.2.11 se muestra el listado de esta caldera para el paquete SIMNON, incluyendo valores comunes de los parámetros.

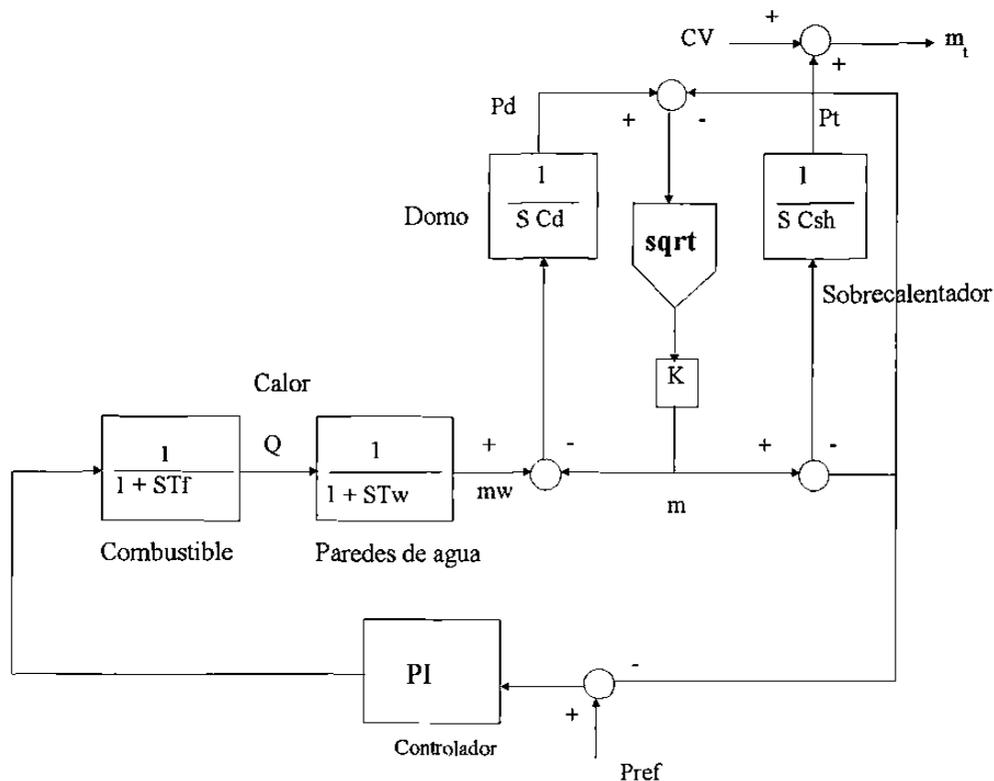


Figura 3.14 Representación de los efectos de presión de la caldera tipo domo propuesta por IEEE [56].

### 3.2.4 Modelo de las cargas eléctricas y térmicas

Un elemento importante a modelar dentro de la planta de cogeneración son los consumidores, tanto eléctricos como térmicos. Algunos trabajos [67, 123] resaltan la importancia de un determinado modelo de carga eléctrica para estudios de estabilidad transitoria de plantas de cogeneración; sin embargo, este trabajo incluye los modelos más sencillos, ya que cumplen con los objetivos fijados para estos estudios. Se deja para futuros desarrollos el poder refinar estos modelos, tanto en la parte eléctrica como la térmica.

#### 3.2.4.1 Cargas eléctricas

El modelo usado es el de impedancia constante. Es decir, se considera que la máquina síncrona tiene conectada en sus terminales una resistencia en serie con una inductancia. La ecuación (3.23) muestra la forma matricial de admitancias equivalentes.

$$\mathbf{Z}_L^{-1} = \frac{1}{(R_L^2 + X_L^2)} \begin{bmatrix} R_L & X_L \\ -X_L & R_L \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

Si consideramos un capacitor conectado en paralelo a una resistencia, la carga quedaría expresada en forma matricial de acuerdo a (3.24).

$$\mathbf{Z}_L^{-1} = \frac{1}{(R_L^2 + X_C^2)} \begin{bmatrix} R_L & -X_C \\ X_C & R_L \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

Dado que en ambos casos la forma matricial es la misma, excepto por el signo dentro de la matriz, se puede considerar que la carga es cualquiera de las dos anteriores, sustituyendo los valores apropiados de  $X_L$  y  $X_C$  al efectuar la simulación.

#### 3.2.4.2 Cargas térmicas

La carga térmica no interviene directamente en el transitorio eléctrico, sin embargo, su modelo debe considerarse para cuantificar su efecto en la dinámica de la turbina y de la caldera. Es decir, el efecto de las variaciones de la carga térmica en el fenómeno eléctrico se

manifiesta de forma indirecta a través de la caldera y la turbina. Dado que el flujo de vapor y la presión al proceso son controlados a través de válvulas, por medio de la modelación puede calcularse la potencia que absorbe el proceso según el valor de flujo y presión de ese momento. Esto puede expresarse con la ecuación (3.25), la cual es el resultado de un balance de energía aplicado entre la entrada y salida del proceso.

$$\dot{Q}_p = \dot{m}_p [h_p(P_p, T_p) - h_f(P_f, T_f)] \quad (3.25)$$

donde:

$Q_p$	Calor disipado por el proceso (KW)
$m_p$	Flujo de masa al proceso (Kg/hr)
$h_p$	Entalpía a la entrada del proceso (KJ/Kg)
$h_f$	Entalpía a la salida del proceso (KJ/Kg)
$P_p, P_f$	Presión a la entrada y salida del proceso (KPa)
$T_p, T_f$	Temperatura a la entrada y salida del proceso (°C)

La entalpía  $h_f$  se mantiene constante por intervalos de tiempo grandes, ya que depende prácticamente de la temperatura y la presión ambientales.  $T_p$  puede suponerse constante sin introducir demasiado error, por lo que puede considerarse que la potencia consumida en forma de calor por el proceso depende únicamente del flujo y la presión del vapor a la entrada de éste. Se incluirán en el modelo de la turbina el control de flujo y presión de extracción al proceso. La carga térmica se considerará un subsistema que tiene como entrada el flujo y la presión de extracción, y como salida la potencia calorífica que se absorbe.

### 3.2.5 Verificación de los resultados de la simulación

A partir de las ideas expuestas en [83], a continuación se describe el modo de obtener resultados confiables en la simulación de los modelos utilizados para el estudio de estabilidad transitoria de la planta de cogeneración.

1. Una vez introducidas las ecuaciones que modelan el subsistema que se desea verificar, dar un valor de cero a las condiciones iniciales de todas las variables de estado.
2. Mover las referencias presentes en el modelo del subsistema (gobernador, excitador, etc.) a un valor deseado, que sea factible.

3. Correr la simulación para un tiempo mayor a la constante de tiempo más grande con el comando `SIMU 0 T`, donde  $T$  es el tiempo final de simulación. No debe haber perturbaciones ni cambios de referencia en  $[0, T]$ .
4. Observar el comportamiento de las variables de estado durante el período de simulación  $[0, T]$  con el comando `ASHOW  $v_1, v_2, \dots, v_N$` . Donde  $v_1, v_2, \dots, v_N$  son las variables de estado.
5. Si todas las variables de estado permanecen sin cambio en el tiempo establecido para la simulación, se logra un punto de operación. Se debe interpretar su significado físico, es decir, si toman valores de acuerdo al sistema real. Si siguen variando puede ocurrir que todavía no llegan a un punto de equilibrio, o que el modelado de ese sistema, o de uno de los subsistemas de la planta, está mal planteado. En algunos casos la aparente inestabilidad se debe al método numérico o a una combinación de ambos problemas. Para corregir el problema de inestabilidad debida al método numérico, puede cambiarse al algoritmo Dormand-Prince [91] y disminuir el error y el paso de integración. Esto último puede aumentar demasiado el tiempo de ejecución, dependiendo del tipo de hardware utilizado; sin embargo, de esa manera se aseguran resultados confiables.
6. Si la interpretación física de los resultados corresponde a un punto de operación con sentido físico, el sistema ha quedado validado y las condiciones de equilibrio pueden grabarse usando el comando `SAVE nombre`, haciendo antes un cambio en las condiciones iniciales con el comando `INIT  $v_1:v_1$`  para cada una de las variables de estado. Si la interpretación física no corresponde a lo esperado, deben revisarse los modelos para encontrar la causa del error. Si el problema persiste, una vez que los modelos han sido introducidos correctamente, se pueden efectuar varias corridas haciendo combinaciones del paso de integración, el método numérico y el error de integración en forma heurística, hasta dar con la predicción teórica; en general no se recomienda el método Euler, debido a que el error de integración suele ser acumulativo [17]. Dado que las condiciones iniciales particularizan fuertemente la solución de este tipo de modelos matemáticos no-lineales, es recomendable partir de otros valores de condiciones iniciales para encontrar un equilibrio estable. Esto último puede forzarse procediendo a la inversa, es decir, utilizando una rutina fuera del simulador donde se puedan hacer combinaciones de valores deseados en algunas de las variables y resolver el sistema de ecuaciones resultante [83]. Un resultado de experiencia que ayuda a tener una solución en forma rápida es que el valor inicial de la velocidad angular  $\omega$ , sea igual al de estado estable, o sea, 377 rad/seg.

7. Una vez que se tiene la certeza de que la simulación de los modelos arroja resultados congruentes con el problema que se desea simular, deben provocarse diferentes disturbios (ver sección 3.3) para observar el comportamiento transitorio de la planta. Interesa de modo especial el sincronismo del generador eléctrico ( $\delta$  y  $\omega$  estables), la presión  $P_d$  en el domo de la caldera, la corriente y el voltaje de generación  $I_t$ ,  $V_t$ . Estas variables deben permanecer dentro de sus límites de operación para evitar pérdidas de sincronismo del generador eléctrico.

### 3.3 Propuesta de la Metodología

Para asegurar la operación confiable de una planta de cogeneración desde el punto de vista eléctrico, se requiere una evaluación del comportamiento de la frecuencia y el voltaje ante disturbios severos y pequeños dentro o fuera de la planta. También es necesario evaluar las variables frecuencia y voltaje para distintos modos de operación, es decir, operando en forma independiente de la compañía suministradora de energía eléctrica o en paralelo con ella. Esta evaluación debe también incluir estudios de coordinación en el sistema de protección del cogenerador o cogeneradores, de tal manera que se garantice una operación confiable. A continuación se detalla cada uno de estos aspectos.

#### 3.3.1 Estudios a realizar y su finalidad

El estudio de estabilidad transitoria consiste en simular el comportamiento de las máquinas síncronas de un sistema eléctrico de potencia en el dominio del tiempo, cuando éste se somete a disturbios severos. Su objetivo es determinar la habilidad de los generadores para permanecer en sincronismo en presencia de grandes perturbaciones. Este estudio puede efectuarse con las facilidades de la herramienta de simulación presentada en la sección 3.4.

En caso de no tenerse un amortiguamiento adecuado en un sistema de cogeneración dado, cuando se somete a un estudio de estabilidad transitoria, se puede optar por incluir un sistema estabilizador y simular su efecto en condiciones de perturbaciones severas. También se puede optar por observar el efecto de diferentes sistemas de excitación y gobernación, buscando en forma heurística cuál es la mejor combinación de las componentes de la planta para una operación adecuada.

Normalmente los estudios de estabilidad transitoria se hacen para verificar la dinámica rápida, es decir, en un intervalo de tiempo de hasta 1 seg.. En algunos casos se requiere conocer lo que sucede varios segundos después de un disturbio severo y ver el efecto de los controles después de esta perturbación. Para esto es necesario incluir el efecto de los controles en el comportamiento dinámico de la planta, y de este modo establecer la medida en que contribuyen a mejorar o empeorar la estabilidad del generador. Esta evaluación se debe hacer mediante simulaciones para distintas combinaciones de sistemas de excitación y gobernador.

El estudio de estabilidad dinámica consiste en simular el comportamiento transitorio del generador eléctrico cuando es perturbado por pequeñas variaciones en algunas de las variables de operación; comúnmente estas perturbaciones son provocadas por cambios en la carga eléctrica sin sacar a la planta de su punto de operación. En plantas de cogeneración se tienen, además, perturbaciones debidas a los cambios en la demanda térmica. Esto lleva a la necesidad de evaluar el comportamiento dinámico global de la planta cuando es sometida a este tipo de disturbios pequeños.

La finalidad de los estudios de estabilidad dinámica consiste principalmente en la evaluación del comportamiento de la frecuencia y el voltaje ante pequeños disturbios y la determinación de si estas variables se mantienen dentro de los límites especificados para una operación confiable. Además, con este estudio es posible determinar si habrá variaciones fuera de un intervalo apropiado de operación en los nodos cercanos al que está conectado el cogenerador cuando se tienen disturbios en él. Es decir, ante un funcionamiento anormal del sistema eléctrico propio o de la compañía externa, como por ejemplo, oscilaciones no deseadas, como consecuencia de la instalación de un cogenerador, se deben probar diferentes tipos de sistemas de control de voltaje y frecuencia y estabilizadores para corregir esas posibles anomalías.

Dado que el efecto de los cambios de carga térmica son apreciables para tiempos considerablemente mayores a los requeridos para observar los fenómenos transitorios eléctricos, es necesario realizar este tipo de estudios considerando el efecto de la dinámica lenta de la planta, es decir, se deben considerar dentro del estudio los efectos del sistema regulador de velocidad, y la dinámica de la turbina y la caldera.

### 3.3.2 Problemática de la protección eléctrica en sistemas de cogeneración

Las fallas más comunes que pueden ocurrir en el interior del estator de un generador se enuncian a continuación: a) Cortocircuitos entre fases, b) Cortocircuitos entre espiras de una fase y c) Cortocircuitos a tierra [86]. En cuanto a los regímenes anormales que pueden presentarse en la operación están: a) Sobrecorrientes balanceadas o desbalanceadas en el estator debidas a sobrecargas o cortocircuitos externos, b) Pérdida o reducción de excitación, c) Sobrevoltaje, d) Contactos con tierra en el rotor, e) Pérdida del motor primario (motorización), f) Pérdida de sincronismo, g) Conexión asincrónica, h) Oscilaciones subsíncronas i) Sobre calentamiento del rotor por sobreexcitación, j) Otros (vibración, sobrevelocidad, problemas en los rodamientos, etcétera) [86].

De acuerdo a la filosofía básica de las protecciones, consistente en proteger el equipo y mitigar la propagación de las fallas, un generador eléctrico puede contar con las protecciones mencionadas en la Tabla 3.2, pudiendo haber diferencias de un generador a otro según un conjunto de factores [35, 49, 51, 64, 116]. También influyen en la especificación de las protecciones las condiciones impuestas por el contrato cuando se tiene operación en paralelo a una compañía suministradora de energía eléctrica [44].

Las protecciones que deben instalarse a un generador en particular dependen de varios factores. La capacidad, el tipo y la importancia relativa del generador en el sistema son aspectos determinantes, pero también influyen otros, como su conexión, los tipos de sistemas de regulación y control que tiene, o el hecho de si la planta generadora es atendida o no. En las Figuras 3.15, 3.16 y 3.17 [86] se muestran esquemas típicos de protección para generadores industriales de pequeña, mediana y gran capacidad. La potencia nominal aparente y su voltaje en terminales correspondiente a cada intervalo de capacidades pueden verse en la Tabla 3.3.

Los esquemas de protección mostrados en las Figuras 3.15 a 3.17 no incluyen los aspectos referentes a la interconexión con la compañía suministradora de energía eléctrica. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que los generadores pequeños se conectan a un transformador cuyo secundario debe estar en estrella y con el neutro aterrizado en el caso de tener el primario del sistema de distribución a un voltaje distinto del cogenerador. Normalmente las plantas industriales pequeñas utilizan un voltaje de 2.4 o 3.16 kV en el primario del sistema de distribución, lo cual facilita la conexión directa de un generador

mediano sin necesidad de un transformador adicional [66]. En plantas industriales medianas y grandes normalmente se utiliza 13.8 kV en el primario del sistema de distribución; en este caso puede utilizarse un transformador elevador para conectar el cogenerador a la barra de alta tensión de la compañía suministradora de energía eléctrica.

TABLA 3.2  
PROTECCIONES USADAS EN GENERADORES INDUSTRIALES

Nombre de la protección	Nomenclatura
1) Sobrecarga (alarma)	49
2) Diferencial	87
3) Sobrecorriente	50/51
4) Sobrecorriente en el neutro	51G
5) Sobrecorriente instantánea de fase y neutro	50, 50N
6) Direccional de sobrecorriente	67
7) Sobrecorriente con control de voltaje	51 V
8) Bajo/alto voltaje en el neutro	27N, 59N
9) Corriente de secuencia negativa	46
10) Secuencia de fase del voltaje	47
11) Sobrevoltaje instantáneo	59
12) Bajo voltaje	27
13) Relación voltaje/frecuencia (sobreexcitación)	24
14) Baja frecuencia	81
15) Pérdida de excitación	40
16) Direccional de potencia	32
17) Falla de tierra en el campo	64 F

TABLA 3.3  
CLASIFICACIÓN DE GENERADORES ELÉCTRICOS DE ACUERDO A SU CAPACIDAD

Capacidad	Voltaje en terminales	Potencia aparente nominal
Pequeño	$\leq 600$ V	$\leq 1000$ KVA
Pequeño	$\geq 600$ V	$\leq 500$ KVA
Mediano	$> 600$ V	$\leq 12\ 500$ KVA
Grande	$> 600$ V	$> 12\ 500$ KVA

Tanto los diseñadores de la cogeneración como los ingenieros de la compañía eléctrica deben abordar las siguientes cuestiones para ser incluidas en la especificación de las protecciones de la interconexión y así lograr una mejor operación conjunta [49]: 1) Prácticas de protección primaria y de respaldo, 2) Prácticas de recierre automático, 3) Características de las principales cargas de la compañía eléctrica, especialmente las que se encuentren cerca de la cogeneración, 4) Calendario de mantenimiento para el sistema de cogeneración y el sistema de transmisión de la compañía eléctrica, 5) Rutinas de operación de las líneas de transmisión cerca de la cogeneración y su razón de salidas asociadas.

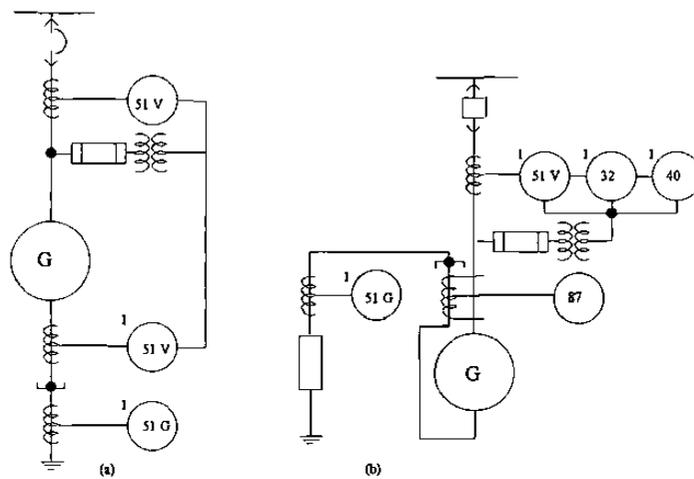


Figura 3.15 Esquemas típicos de protección para generadores pequeños operando aislados en un (a) sistema de bajo voltaje (b) sistema de voltaje medio.

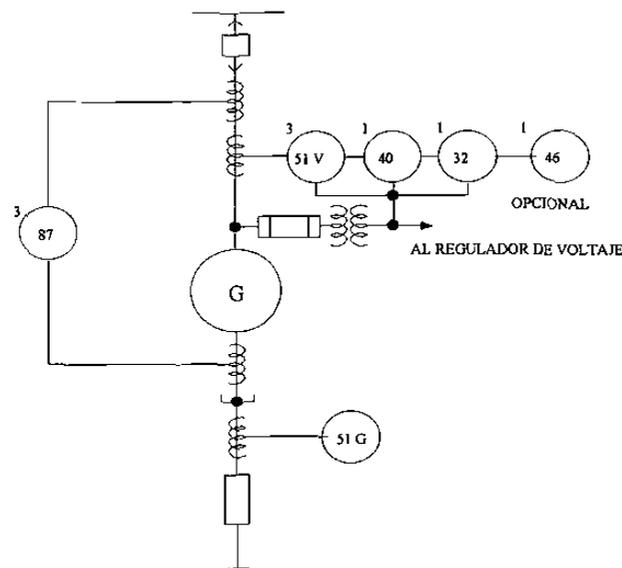
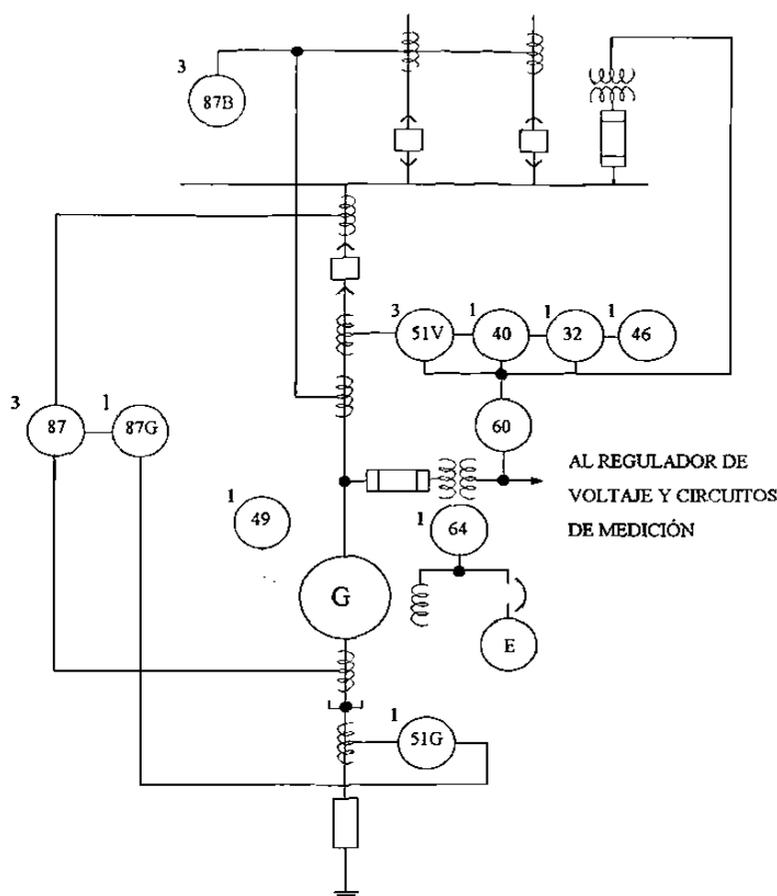


Figura 3.16 Esquema típico de protección para generadores de capacidad media.



**Figura 3.17** Esquema típico de protección para generadores de gran capacidad.

La mayoría de los autores coinciden en que la protección contra operación aislada por separación de la compañía eléctrica es el aspecto principal y más variante en el diseño del sistema eléctrico de una cogeneración [86, 49, 64, 51, 44].

Cuando la interconexión entre la compañía eléctrica y el cogenerador es abierta a causa de algún evento pueden resultar dos situaciones:

1) Si la carga total conectada al cogenerador excede su capacidad ( $P_L > P_G$ , importador) la frecuencia y el voltaje se reducirán. La razón de caída de frecuencia con respecto al tiempo dependerá del exceso de carga conectado al sistema de cogeneración en el momento del disturbio y de la generación e inercia de los generadores. Para determinar el valor de la frecuencia y el tiempo de retraso al cual debe operar la protección de baja frecuencia en forma segura y tratando de evitar operaciones no deseadas es necesario realizar un estudio de estabilidad transitoria. Otras posibles situaciones que pueden darse dentro de este mismo contexto son:

1.1) Si  $P_L$  es cercana a  $P_G$  el voltaje permanecerá invariante, existirá un punto de equilibrio entre ambas potencias y la cogeneración seguirá operando en forma aislada.

1.2) Si  $P_L$  es relativamente cercana a  $P_G$ , pero no exactamente igual, es posible alcanzar un equilibrio a través de los controles de velocidad y voltaje. De nuevo habrá una operación estable.

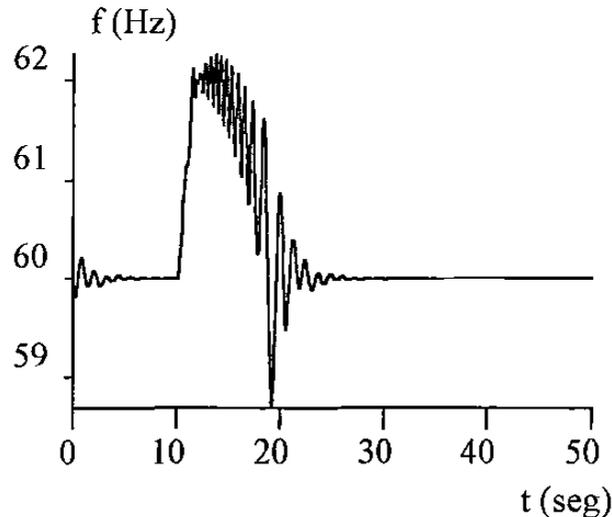
1.3) Si  $P_L$  es mucho mayor a  $P_G$  habría que desconectar el generador o planear una estrategia de corte de carga local para tratar de salvar la continuidad de la operación de las cargas más críticas.

2) Si  $P_G > P_L$  (exportador) habrá sobrevoltaje y aumento de frecuencia. Además habrá sobreexcitación de los núcleos de los transformadores, por lo que aparece una distorsión de la onda del sistema de potencia. Esto añade el problema de que muchos de los relevadores no responden apropiadamente cuando está presente la distorsión de la onda.

A modo de ilustración, la Figura 3.18 muestra el resultado de la simulación en el dominio del tiempo de un cogenerador exportando ( $P_G > P_L$ ) a la compañía eléctrica, la cual es desconectada un lapso de 1.5 seg., durante el cual la frecuencia toma valores de hasta 62 Hz en el momento del recierre, para después llegar a su valor normal de operación (60 Hz). Se supone que el generador siguió conectado a la carga local gracias al retraso de tiempo en el relevador de alta frecuencia esperando el posible recierre de la interconexión a la compañía eléctrica, para lo cual debió estar ajustado con 15 segundos de retraso al menos, de otra manera el disparo hubiese ocurrido. Como puede observarse en la Figura 3.18, el tiempo de simulación fue de 50 segundos, para lo cual se utilizó la herramienta de simulación descrita en este capítulo, en donde se incluyen los efectos de los controles de velocidad y de voltaje. En la sección 4.6 se explican con mayor detalle los pasos seguidos para llegar a este resultado. Adicionalmente se muestran otros casos similares a este en el capítulo 4 para una mejor comprensión de la metodología.

Para la situación descrita en el inciso 1) anterior ( $P_G < P_L$ ), la protección puede realizar la función separadora a través de un relevador de baja frecuencia y otro direccional de potencia. El elemento de baja frecuencia responde a la caída de frecuencia asociada con la sobrecarga del generador, y el relevador direccional opera cuando fluye un valor excesivo de potencia activa hacia el sistema. Este segundo relevador no siempre es aplicable, pues su ajuste depende del régimen de operación de la cogeneración [86]. Para determinar el valor de la frecuencia y el tiempo de retraso al cual debe operar la protección de baja frecuencia en forma

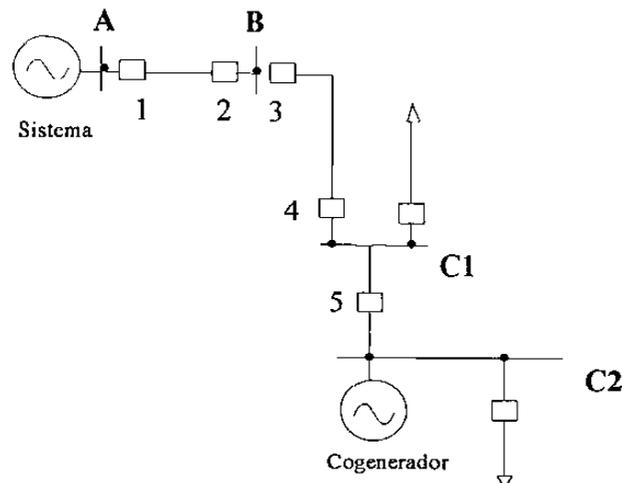
segura y tratando de evitar operaciones no deseadas es necesario realizar un estudio de estabilidad transitoria.



*Figura 3.18 Simulación de un cogenerador exportador al desconectarse la compañía eléctrica por 1.5 seg.*

La Figura 3.19 muestra un esquema posible de protección separadora. La carga local de la zona de la planta generadora se divide en dos partes, conectadas a las barras  $C_1$  y  $C_2$ , de modo que si el interruptor 5 dispara, la planta queda alimentando una carga adecuada para su capacidad. Si ocurre un cortocircuito en las líneas AB o  $BC_1$  que implica la necesidad de sacarlas de servicio, la planta no puede alimentar la carga que le queda conectada, y hay que tomar medidas para descargarla y evitar su disparo. Para ello, en el interruptor 5 se coloca una protección direccional, controlada por un relevador de baja frecuencia, que opera cuando la frecuencia cae y la potencia activa está dirigida de  $C_2$  a  $C_1$ .

La mayoría de los autores concuerda en un  $\pm 0.5$  Hz de tolerancia para operar la protección por cambios de frecuencia en la interconexión cogenerador-compañía suministradora de energía eléctrica. Sin embargo, cuando el generador es un exportador neto, se le pide que no se desconecte en caso de baja frecuencia hasta los 58 Hz, ya que es el momento en que más se le necesita. Esto se debe a que la salida del cogenerador empeoraría la situación de la frecuencia al crecer el desbalance de potencia generada y demandada. El retraso en tiempo para accionar la protección por baja/alta frecuencia depende en gran medida de las características de construcción de la turbina, ya que la fatiga que pueden soportar debido a sobrecargas es función de su diseño.



*Figura 3.19 Planta cogeneradora de pequeña capacidad interconectada con el sistema externo.*

En cuanto a la protección de respaldo, se recomienda incluirla en ambas partes de la interconexión cogeneración-compañía eléctrica. Por parte de la compañía eléctrica es suficiente instalar relevadores de sobrecorriente (51 y 51N), sin embargo, para el cogenerador es más conveniente disponer de relevadores de distancia o direccionales de sobrecorriente (21 y 67) [64].

La práctica de recierre automático recomendable para la interconexión cogenerador-compañía eléctrica es la de tipo de retraso en tiempo. Se ha demostrado que el recierre automático de alta velocidad produce pares demasiado grandes en los motores de inducción conectados como cargas locales, por lo cual no es recomendable su aplicación. Estos pares pueden alcanzar valores mayores a 4 veces el valor nominal de diseño de los motores de inducción, lo cual es perjudicial para el tiempo de vida de estos equipos [64].

### 3.3.3 Disturbios a estudiar

Se considerarán los siguientes disturbios para simular la planta de cogeneración en estado transitorio:

- Cambios de carga eléctrica/térmica. Ver casos 4.4.1, 4.4.4, 4.4.5 y 4.5.6
- Variaciones momentáneas de voltaje en la barra de alimentación al sistema eléctrico. Ver Figura 3.20. Los casos 4.2 y 4.5.2 muestran este disturbio.

- c) Cortocircuito trifásico en terminales del generador. Ver casos 4.1, 4.4.2 y 4.5.2.
- d) Cambio de condiciones en las variables de operación a través de los controles partiendo de un punto de operación o arranque en frío (cambio en las referencias). Los casos 4.3 y 4.5.5 simulan este disturbio.
- e) Pérdida de la carga.
- f) Pérdida de la caldera.
- g) Pérdida del cogenerador cuando opera en paralelo a la compañía eléctrica. Ver el caso 4.4.3

Todos estos disturbios son severos, excepto a), b) y d), que son parte de la operación cotidiana. El disturbio b) puede ser severo si la variación de voltaje que sufre la compañía suministradora de energía eléctrica es a valores cerca de 0 y por un período mayor a 1 segundo. La Figura 3.20 muestra el registro de una variación de voltaje en el lado de la compañía suministradora de energía eléctrica, usando un registrador de eventos que está sensando continuamente el voltaje de alimentación de la línea de 115 kV en el lado de bajo voltaje del transformador principal, 13.8 kV. Este voltaje es reducido a través de un transformador de potencial a la escala mostrada en la Figura 3.20.

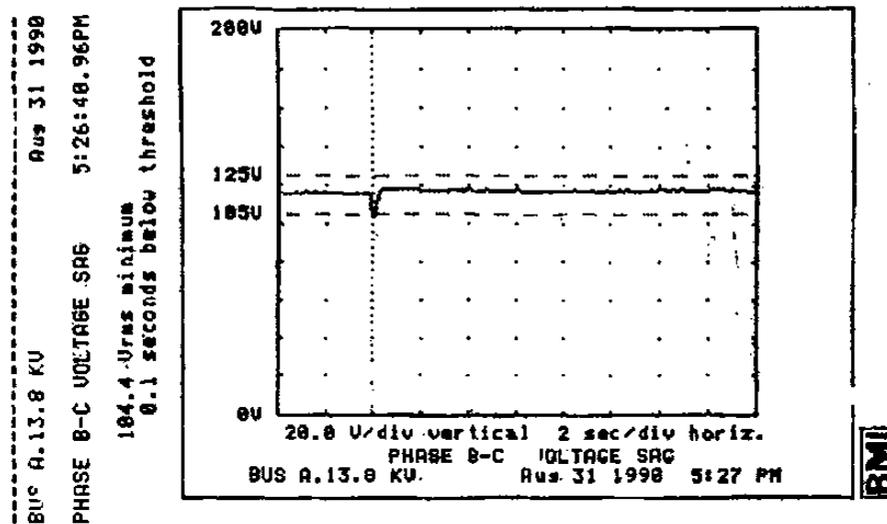
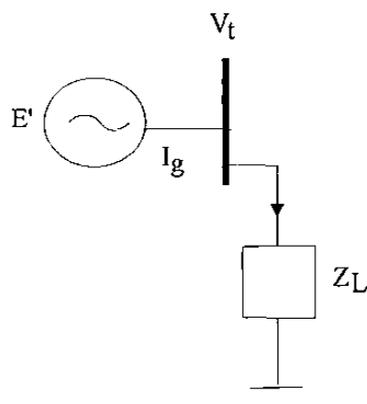


Figura 3.20 Variación instantánea del voltaje en la línea de alimentación de la compañía suministradora de energía eléctrica.

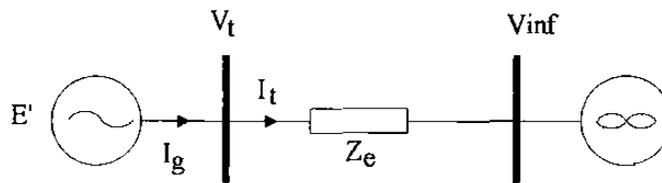
### 3.3.4 Modos de operación

En las plantas de cogeneración se pueden presentar diferentes modos de operación, según las circunstancias del sistema eléctrico propio y de la compañía suministradora de energía eléctrica. Es decir, se pueden dar básicamente dos situaciones: 1) Operación independiente de la compañía suministradora de energía eléctrica y 2) Operación en paralelo cogenerador-compañía suministradora de energía eléctrica. Este último caso puede presentarse con carga eléctrica en las terminales del generador o sin ella. Las Figuras 3.21, 3.22 y 3.18 muestran el diagrama esquemático de la parte eléctrica de estos modos de operación.

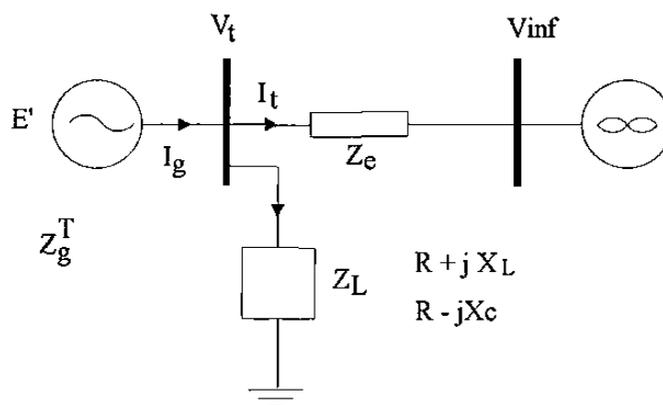
La operación independiente o auto-abastecimiento sólo puede realizarse utilizando turbinas EC, dada la naturaleza de su diseño, en caso de planear la instalación de una sola turbina. Es decir, con estas turbinas se puede controlar los  $KW_e$  cogenerados regulando el flujo de vapor que va hacia el condensador. En cambio las turbinas CP, deben operar siempre en paralelo con la compañía suministradora de energía eléctrica, pues en este caso no se puede tener control sobre los  $KW_e$  cogenerados; esto se debe a que el flujo de vapor que pasa a través de esta turbina depende de la demanda del proceso; por tanto, si se quisiera controlar la potencia eléctrica según la demanda de las cargas locales se tendría un faltante o un exceso de vapor en el proceso, según las cantidades demandadas. Esto exige que este tipo de turbinas CP deban estar siempre interconectadas al sistema eléctrico de la compañía suministradora de energía eléctrica, a menos que se cuente con varias turbinas, calderas y procesos dentro de la industria propietaria y se puedan hacer combinaciones que permitan diseñar estrategias de control en la que intervengan todos estos elementos.



*Figura 3.21 Esquema del cogenerador operando en forma aislada.*



*Figura 3.22 Esquema del cogenerador operando en paralelo con la compañía suministradora de energía eléctrica.*



*Figura 3.23 Esquema del cogenerador operando en paralelo con la compañía suministradora de energía eléctrica con carga eléctrica local.*

### 3.4 Simulación del comportamiento eléctrico de la planta

Una vez establecidos los modelos involucrados en una planta de cogeneración, se procede a realizar la simulación y el análisis de diferentes casos de acuerdo a escenarios que puedan presentarse durante su operación. Se explicará en esta sección cómo se integraron los diferentes modelos siguiendo el concepto modular facilitado por el programa SIMNON, y considerando el tipo de computadora utilizada y el algoritmo para realizar la simulación.

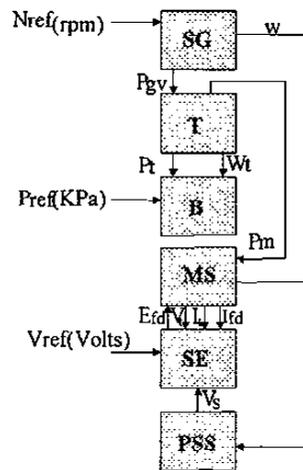
### 3.4.1 Software y hardware utilizados en la simulación

El hardware utilizado es una computadora personal con microprocesador Cx486DLC de 33 MHz, 640 KB de memoria RAM base y 3072 KB de memoria RAM extendida. El disco duro es tipo 47 de 130 MB.

El software es el paquete SIMNON versión 3.10, orientado a simular sistemas dinámicos en el dominio del tiempo. El modelo a simular debe ser introducido en forma de ecuaciones diferenciales y algebraicas siguiendo un determinado formato [88] y [63]. Su aplicación más común es para simulación de sistemas de control continuos, discretos o una mezcla de ambos, y también ha demostrado ser útil en la simulación de sistemas eléctricos de potencia en estado transitorio. Hasta donde el autor tiene conocimiento no se ha hecho hasta el momento ninguna aplicación a sistemas eléctricos multimáquinas. Este último caso requiere la solución de la red para cada paso de integración, la cual está planteada en base a ecuaciones algebraicas no-lineales, por lo que se dificulta la solución con este paquete. Una ventaja del SIMNON es que pueden simularse sistemas conectando partes según la manera en que interactúan las variables. Es decir, un gran sistema se puede formar con subsistemas y hacer las conexiones de éstos desde otro subsistema. Esto permite visualizar con mayor claridad la modelación de un sistema complejo, como es el caso de una planta de cogeneración. Sin embargo, las componentes eléctricas no es posible tratarlas como subsistemas, y por tanto no se pueden hacer conexiones externas para integrar todo en un solo sistema. Esto particulariza el modo de modelar e introducir en el paquete la situación en que se encuentre el generador eléctrico: aislado, en paralelo a la compañía suministradora de energía eléctrica, con o sin carga local, con uno o varios generadores y con cualquier otra combinación o situación concreta que pueda presentarse.

El paquete SIMNON tiene implementados cuatro métodos numéricos: Runge-Kutta-Fehlberg 2/3 y 4/5, Runge Kutta-Dormand-Prince 4/5 y Euler. Todos tienen paso de integración automático, excepto el de Euler. Tiene además la opción de manejar diferentes errores por truncamiento en la integración, el mínimo es de  $1 \times 10^{-6}$ . Otras características del paquete son las facilidades para intercambiar parámetros y condiciones iniciales. También permite introducir con facilidad no-linealidades analíticas, como funciones trascendentes o a través de condicionales como limitadores con cuerda, sin cuerda, bandas muertas, saturación, etc. Esta característica es especialmente importante para estudios de estabilidad transitoria, donde se simulan disturbios severos que normalmente llevan al control de velocidad y de

voltaje a sobrepasar momentáneamente los límites de operación. Todos los modelos de los subsistemas de la planta de cogeneración son de naturaleza no-lineal: la caldera, la turbina, el generador eléctrico y todos los controles. Por lo tanto, SIMNON permite hacer las simulaciones con facilidad, manejando un sistema complejo en forma modular, dividiéndolo en subsistemas; así, la planta de cogeneración puede verse en forma modular como en la Figura 3.24.



*Figura 3.24 Esquema modular de la planta de cogeneración mostrando las variables que interactúan entre los subsistemas.*

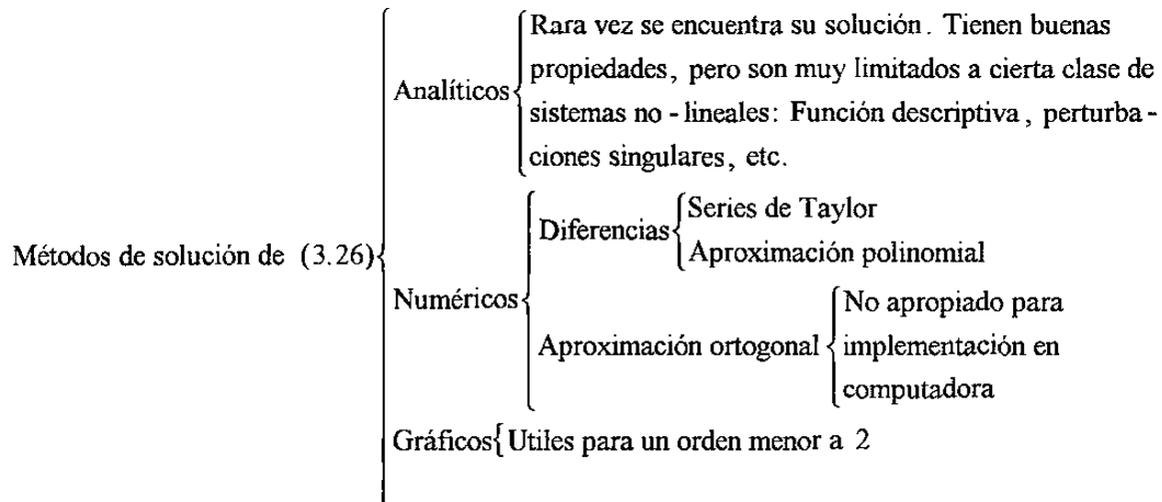
Se puede observar el modo en que interactúan las variables de cada uno de los subsistemas entre sí y el lugar donde se fijan las referencias de las variables de operación:  $V_{ref}$  (V),  $N_{ref}$ (rpm),  $P_O$  (KW) y  $P_{ref}$  (KPa).

### 3.4.2 Consideraciones sobre los métodos numéricos

La solución de sistemas dinámicos modelados con ecuaciones diferenciales no-lineales, como es el caso de una planta de cogeneración, de la forma mostrada en (3.26), es conocida con el nombre de problema de valor inicial (PVI), ya que las condiciones iniciales desempeñan una función importante en la solución.

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, t) \quad (3.26)$$

Actualmente no existen métodos analíticos que den una solución cerrada para las ecuaciones diferenciales no-lineales, como sucede en el caso de los sistemas lineales. Por ejemplo, algunos métodos aproximados son los que utilizan una función descriptiva, los métodos de perturbaciones singulares, los métodos gráficos y los métodos numéricos. El cuadro sinóptico resume lo expuesto [16], [17].



Estos son sólo algunos de los métodos que se encuentran disponibles para realizar análisis de sistemas no-lineales. Para el análisis de la planta de cogeneración, se utilizarán los métodos numéricos implementados en el paquete SIMNON.

Tres teoremas garantizan condiciones suficientes para que la solución de (3.26) exista y sea única. Estos solamente se enuncian a continuación [17].

*Teorema de Peano.* Si  $f(x, t)$  es continua en  $(x_0, t_0)$ , entonces existe al menos una solución de (3.1) con condiciones iniciales  $x(t_0) = x_0$  sobre algún intervalo de tiempo  $t_0 - \varepsilon \leq t \leq t_0 + \varepsilon$ , donde  $\varepsilon > 0$ . Este teorema no garantiza la unicidad de la solución, sólo la existencia. Para que la solución sea única  $f(x, t)$  debe satisfacer la condición de Lipschitz.

*Definición de función Lipschitz.* Una función  $f(x, t): \mathbf{R}^{n+1} \rightarrow \mathbf{R}^n$  se dice que satisface una condición de Lipschitz con respecto a  $x$  en un conjunto cerrado y acotado  $\mathbf{D} \subset \mathbf{R}^{n+1}$  si existe una constante  $L$ , la constante de Lipschitz, tal que  $\|f(x', t) - f(x'', t)\| \leq L \|x' - x''\| \forall (x', t) \in \mathbf{D}$  y  $(x'', t) \in \mathbf{D}$ .

*Teorema de Picard.* Si  $f(x, t)$  es continua en  $D \subset \mathbf{R}^{n+1}$  y satisface una condición de Lipschitz con respecto a  $x$  en  $D$ , entonces para cualquier  $(x_0, t_0) \in D$  existe una solución única  $x(t)$  que satisface la condición inicial  $x(t_0) = x_0$  y la cual está definida sobre algún intervalo de tiempo  $t_0 - \varepsilon \leq t \leq t_0 + \varepsilon$ , donde  $\varepsilon > 0$ . Más aún, la solución  $x(t)$  depende continuamente de  $x_0$  y  $t_0$ .

*Teorema de Wintner.* Sea  $f(x, t)$  continua en el  $(n+1)$ -espacio dimensional  $\mathbf{R}^{n+1}$ . Si es posible encontrar una función continua  $L(r)$ , donde  $r = [x_1^2 + x_2^2 + \dots + x_n^2]^{1/2}$  tal que

$$|f_i(x_1, x_2, \dots, x_n, t)| < L(r), \quad i = 1, 2, \dots, n$$

para todos los valores de  $0 \leq r < \infty$ , y si  $\int_0^\infty \frac{dr}{L(r)} = \infty$ , entonces todas las soluciones de  $f(x, t)$  están definidas para todo tiempo  $-\infty < t < \infty$ .

Dado que estos teoremas son difíciles de verificar para cada uno de los problemas a resolver, una posición práctica es la suposición de que todo sistema de la forma (3.26) tiene solución y es única. Si el algoritmo utilizado se comporta de modo anormal, se debe recurrir a los teoremas para verificar si han sido violados.

Existen dos ideas principales para resolver la ecuación (3.26) utilizando métodos numéricos: uno es a través de la aproximación ortogonal de la función y el otro es usando métodos de diferencias. La aproximación ortogonal no es apropiada para una implementación computacional [17]; los métodos de diferencias, en cambio, son los de uso más extendido, debido a su facilidad para ser implementados en computadora.

De los métodos de diferencias hay una gran variedad de algoritmos para resolver el problema del valor inicial, y dentro de estos pueden distinguirse dos tipos, basados en dos principios:

- (a) Haciendo una expansión de serie de Taylor de  $x(t)$  con respecto a un punto  $t_n$  [16, 17].
- (b) Haciendo una aproximación polinomial basada en el teorema de aproximación de Weierstrass [17].

Los algoritmos tipo (a), basados en la expansión de serie de Taylor, son llamados algoritmos Runge-Kutta (R-K), los cuales son de paso simple y son formulados en forma explícita. Estos algoritmos no hacen la evaluación directa de la serie de Taylor en cada punto, pues esto es ineficiente desde el punto de vista computacional. Los algoritmos R-K evitan la evaluación de las derivadas parciales utilizando un artificio matemático que introduce un error de truncamiento  $\varepsilon_T = O(h^p)$ , donde  $h$  es el tamaño del paso de integración y  $p$  el orden del algoritmo Runge-Kutta [17].

Los algoritmos tipo (b), basados en aproximación polinomial, son llamados algoritmos de integración numérica (AIN), debido a que son similares a los que se usan en la integración numérica de funciones. El orden se refiere al máximo grado del polinomio al cual es aproximada la solución; no tiene relación con el orden de los métodos R-K. Estos algoritmos están formulados en forma implícita y son de paso de integración múltiple. Se dice que son implícitos, porque en la fórmula de la integración numérica aparece el término  $x_{n+1}$  en ambos lados de la ecuación.

Ambos enfoques tienen sus ventajas y sus desventajas; los R-K son especialmente adecuados para soluciones que varían rápidamente, mientras que los AIN son más convenientes cuando la solución no varía demasiado. Debido a que los métodos AIN multi-paso no son auto-arrancables, deben ser combinados con los R-K para tener algoritmos eficientes, ya que estos últimos tienen la información suficiente  $(\mathbf{x}_0, t_0)$  para iniciar la solución de  $f(\mathbf{x}, t)$ .

Todos los métodos numéricos introducen error durante el proceso de solución del sistema de ecuaciones diferenciales. Este error cambia dependiendo del algoritmo y del tamaño de la palabra de la computadora que se use. Existen, pues, tres tipos de errores:

- *Error de truncamiento.* Este error es introducido por el algoritmo, (3.27).
- *Error de redondeo.* Este error depende de la longitud de palabra de la computadora. También es conocido como error de máquina, (3.28).
- *Error total.* Es la suma de los dos errores anteriores, (3.29).

$$\hat{\varepsilon}_{t_k} = \|\hat{\mathbf{x}}(t_k) - \mathbf{x}_k\| \quad (3.27)$$

$$\hat{\varepsilon}_{r_k} \stackrel{\Delta}{=} \|x_k - \bar{x}_k\| \quad (3.28)$$

$$\hat{\varepsilon}_k \stackrel{\Delta}{=} \|\hat{x}(t_k) - \bar{x}_k\| \quad (3.29)$$

donde:

$\hat{x}(t_k)$  Solución exacta de  $f(x,t)$

$x_k$  Solución de  $f(x,t)$  incluyendo el error por truncamiento

$\bar{x}_k$  Solución de  $f(x,t)$  incluyendo el error por truncamiento y redondeo

$$t_k = t_0 + \sum_{i=1}^k h_i \quad k = 1, 2, \dots, N$$

$h_i$  Tamaño del paso de integración.

Una vez seleccionado un tipo de máquina, el error de redondeo no es posible reducirlo, pero se propaga de modo diferente para cada algoritmo particular. También es conocido [15] que el error de redondeo aumenta con la reducción del paso de integración  $h_i$  y aumenta el tiempo de ejecución del algoritmo. En cambio, el error por truncamiento tiene un efecto inverso, disminuye a medida que el paso de integración es disminuido. Esta dificultad está superada en los algoritmos manejados por SIMNON, ya que utilizan un paso de integración adaptable, limitando de esta manera el error. Un buen algoritmo debe tener dos propiedades:

- *Númericamente estable.* Un algoritmo estable es aquel cuyos errores de redondeo y por truncamiento decrecen a medida que se incrementa el número de pasos de integración.
- *Convergente.* Un algoritmo es convergente si la solución calculada converge a  $\bar{x}(t)$  uniformemente  $\forall t \in [0, T]$  cuando  $n \rightarrow \infty$ .

Los algoritmos programados en SIMNON cumplen con estas características, a excepción del método de Euler, el cual introduce un error considerable. Por tanto, en esta investigación se ha usado principalmente el Runge-Kutta 4/5 Fehlberg. Este es un algoritmo de paso simple con tamaño adaptable al valor del error, que, como se verá en los casos simulados, arroja resultados confiables.

### 3.4.3 Algoritmo paso por paso para realizar la simulación de la planta

Una vez que se tienen los modelos matemáticos que representan los diferentes subsistemas de la planta de cogeneración y se cuenta con el software para ser simulado, la secuencia a seguir para simular el estado transitorio de la planta de cogeneración es la presentada en el diagrama del Apéndice C.6 y en el algoritmo descrito a continuación:

1. Definir el tipo de operación que se desea analizar:

- a) Aislada
- b) En paralelo sin carga eléctrica local
- c) En paralelo con carga eléctrica local

2. Seleccionar el modelo que se desea usar para realizar la simulación del generador dependiendo del tipo de operación a analizar.

- a) MS3 para la operación del generador independiente de la barra infinita.
- b) MS1 o MS6. Ambas están conectada a una barra infinita a través de una reactancia exterior, pero MS2 tiene un modelo más detallado de la máquina (orden 6, incluye los devanados amortiguadores en los ejes d y q).
- c) MS2 o MS7 para operación en paralelo con carga local en terminales. La única diferencia de estos modelos de máquina síncrona es que MS7 admite los parámetros  $R_L$ ,  $X_L$  de la carga dados desde un archivo CONTINUOUS SYSTEM, en donde se pueden hacer manipulaciones de estos valores para simular entradas o salidas de cargas.

3. Seleccionar el sistema de excitación dependiendo de la máquina que se desee simular y analizar. Los que se proporcionan ya probados son los que se mencionan a continuación:

- a) Escoger el sistema de excitación SE1 (DC1-DC en la nomenclatura del IEEE) si se piensa trabajar con un generador que tenga respuesta lenta bajo disturbios. Este sistema de excitación es el de corriente directa sin escobillas.
- b) SE7 (AC4 en la nomenclatura del IEEE). Este modelo representa sistemas de excitación alimentados por corriente alterna.

- c) SE8 (ST1 en la nomenclatura del IEEE). Este modelo representa sistemas de excitación estáticos.

4. Seleccionar el sistema gobernador dependiendo del tipo de turbina y caldera utilizada en la simulación.

- a) SG1 no considera el efecto de cambio de presión de la caldera. Este modelo es útil en casos donde no se desee simular la dinámica lenta de la planta.
- b) SG2 toma en cuenta los cambios de presión en la caldera. Este modelo es el que debe utilizarse para simular la dinámica lenta de la planta.

5. Seleccionar el sistema estabilizador si se tiene previsto que la planta llevará uno instalado. El autor no tiene referencias de alguna planta que esté operando con un estabilizador de este tipo.

6. Seleccionar el tipo de turbina. La operación en paralelo con o sin carga local admite cualquiera de los dos tipos de turbinas de vapor consideradas en el estudio, EC o CP. En el caso de operación aislada sólo es posible incluir la turbina EC debido a su característica de operación y control.

7. Seleccionar el tipo de caldera. Se puede incluir la caldera B2 propuesta por IEEE como se explicó en el capítulo 3.

8. Escribir el archivo CONNECTING SYSTEM para hacer las conexiones de los componentes seleccionados de la planta. En el Apéndice B.3 se muestran varios ejemplos de este tipo de archivo. La idea principal es establecer las relaciones correspondientes entre las entradas y salidas de cada uno de los componentes de la planta.

9. Seleccionar los disturbios que se desee estudiar. En la sección 3.3 se describen aquellos disturbios que se deben incluir en el estudio. No todos los modelos están programados para simular todos los disturbios. Para asegurarse que los modelos permiten simular los disturbios que se piensa incluir en el estudio, ver antes el listado de éstos en los apéndices correspondientes.

10. Seleccionar las variables de las que se desea conocer el comportamiento transitorio. Dado que el principal objetivo de la simulación de la planta es evaluar las variaciones de

frecuencia y voltaje en condiciones transitorias, es lógico que deban seleccionarse al menos estas dos. Más aún, el comportamiento de la frecuencia indicará si el generador permanece estable después de un disturbio.

11. Escribir el archivo MACRO, incluyendo los componentes seleccionados para el análisis, además del archivo CONNECTING SYSTEM para unir todos esos componentes. Este archivo debe incluir también la programación de los disturbios que se desea estudiar y que así lo permitan los modelos utilizados de acuerdo a lo establecido en la sección 3.2. Los casos mostrados en el capítulo 4 con sus respectivos archivos son una buena referencia para realizar la programación de este archivo MACRO. También deben darse en este archivo las variables de salida seleccionadas para realizar el análisis.

12. Construir el archivo de datos con los parámetros de cada uno de los elementos de la planta para ser llamados con el comando GET del archivo MACRO. Este archivo sólo es necesario si no se quieren utilizar los parámetros que vienen ya asignados en cada archivo de los modelos.

13. Hacer la validación según la secuencia dada en la sección 3.5.

14. Correr los casos programados en el archivo MACRO e imprimir en pantalla o en papel las gráficas de los resultados de simulación.

15. Realizar el análisis basado en los resultados de simulación.

16. Si se desea hacer un cambio en alguno de los parámetros o valor de referencia en los controles se puede hacer alterando el archivo de datos conformado en el paso 12 y continuar con el algoritmo. Si no se desea hacer cambios en estos parámetros, seguir con el algoritmo.

17. Si se desea cambiar el tipo de modelo utilizado en alguno de los componentes de la planta, volver al paso 11 para escribir nuevamente el archivo MACRO y seguir la secuencia del algoritmo. Si no hay cambios en los modelos, terminar el algoritmo.

## Capítulo 4

# SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO ELÉCTRICO DE PLANTAS CON COGENERACIÓN

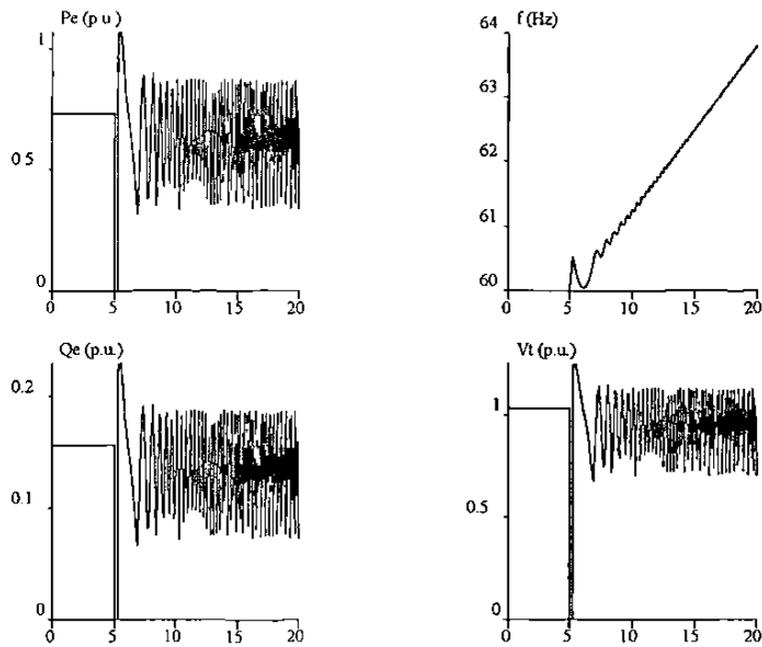
En este capítulo se presentan resultados de simulación de la planta de cogeneración considerando diferentes situaciones de operación, así como su comportamiento ante diferentes disturbios. Los modelos usados fueron presentados en el capítulo anterior y en las corridas efectuadas los parámetros utilizados, en los diferentes subsistemas, se pueden consultar en el Apéndice B. Se incluye en cada caso el análisis relacionado con los resultados encontrados. Todos los casos propuestos se analizan bajo el supuesto de que el esquema de cogeneración ha resultado ser factible desde el punto de vista económico.

### 4.1 Cogenerador independiente con carga eléctrica local en terminales

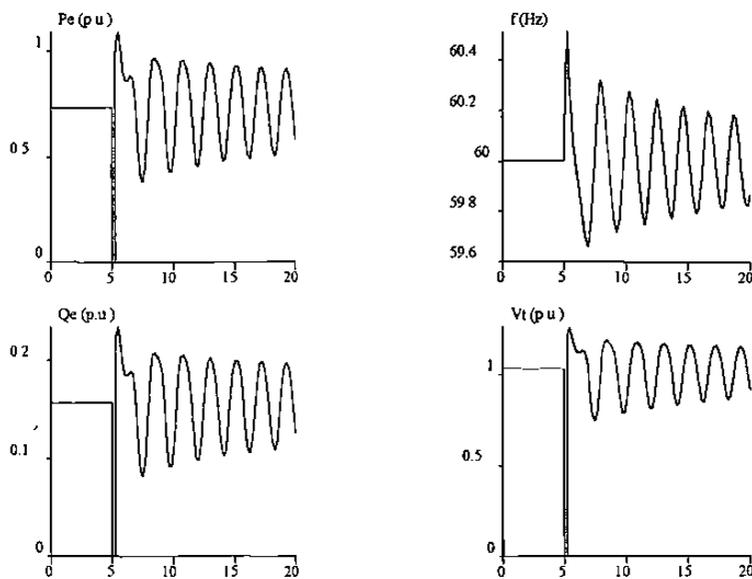
Esta simulación supone que la potencia mecánica  $P_m$  y el voltaje  $E_{fd}$  permanecen constantes, es decir, se analiza a la máquina no regulada. Las siguientes dos subsecciones muestran la simulación de la máquina sometida a un cortocircuito trifásico en terminales del generador mostrando el caso estable e inestable, dependiendo del tiempo de liberación de falla. Los elementos que componen este caso son el MS3.T, C11.T y CONN10.T del Apéndice B.

#### 4.1.1 Corto circuito trifásico en terminales del generador durante 0.27 seg., caso inestable

Puede observarse en los resultados gráficos de la Figura 4.1 cómo la máquina se aleja inmediatamente de su punto de operación al provocar la falla en  $t=5$  seg., aumentando la frecuencia bruscamente y colapsándose el voltaje. Este disturbio causa inestabilidad, mostrando fuertes oscilaciones en las variables eléctricas, de este modo la protección debe disparar la máquina a la frecuencia de corte ( $60 \pm 0.5$  Hz), tomando en consideración el tiempo de retraso al que fue ajustado. Este estudio indica el criterio para la selección o ajuste de disparo que eliminaría la falla eléctrica.



*Figura 4.1 Cogenerador operando aislado. Comportamiento de variables cuando sucede un c.c. trifásico en terminales durante 0.27 seg. Inestable; tiempo en seg.*



*Figura 4.2 Cogenerador independiente. Disturbio: corto circuito trifásico en terminales durante 0.26 seg. Permanece estable después del disturbio; tiempo en seg.*

#### **4.1.2 Corto circuito trifásico en terminales del generador durante 0.26 seg., caso estable**

Puede observarse en la Figura 4.2 cómo la potencia eléctrica activa, la potencia reactiva y el voltaje en terminales toman un valor de cero durante el tiempo de falla. Una vez liberada la falla en 0.26 seg. las variables siguen oscilando y eventualmente vuelven a equilibrarse en el punto de operación previo a la falla. La frecuencia empieza a incrementarse pero no excede la tolerancia ( $\pm 0.5$  Hz). En este caso el generador puede seguir en operación después del disturbio.

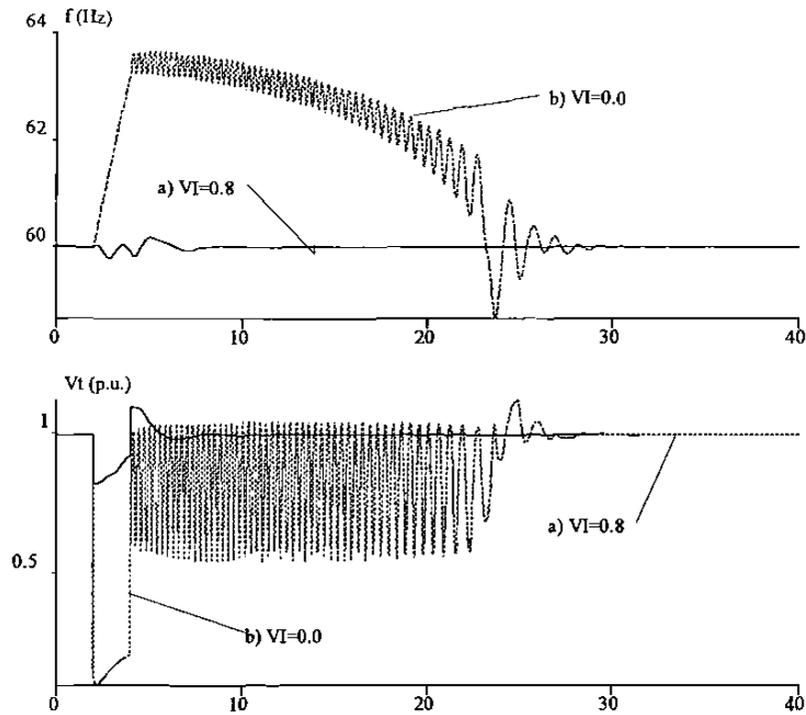
De los casos presentados se puede concluir que el tiempo máximo de duración de falla que soporta este generador en operación independiente es de 0.26 seg. Si la falla excede este tiempo deben tomarse acciones de control adicionales para evitar su salida de operación; como por ejemplo: colocar un sistema de excitación con mayor voltaje de techo.

### **4.2 Cogenerador exportador con variaciones de voltaje en la barra infinita**

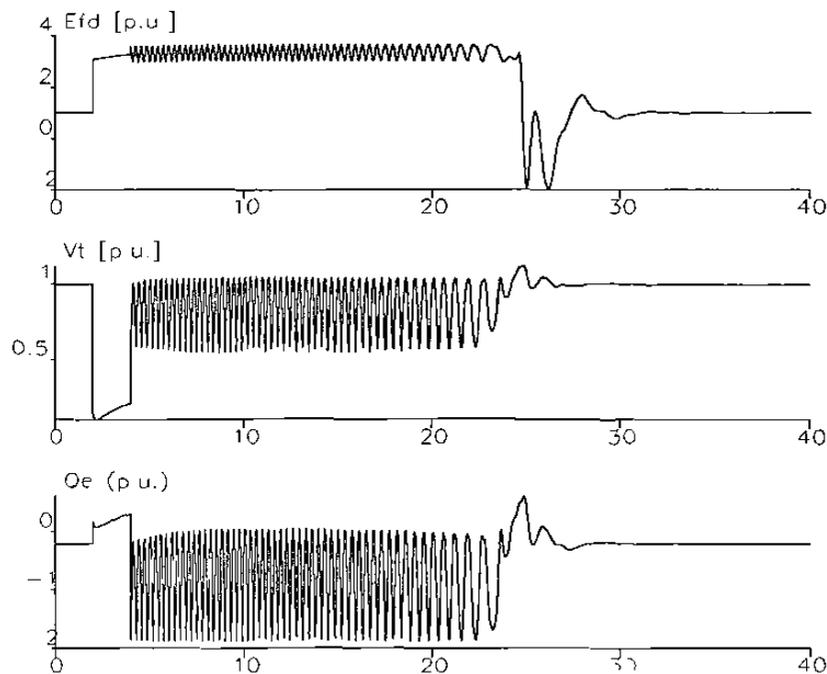
Un problema común es el encontrar variaciones de voltaje por períodos cortos en la red de alimentación de una industria. Por lo tanto es importante analizar el comportamiento de las variables eléctricas ante esta eventualidad. Este caso se simula suponiendo que el cogenerador está conectado al sistema eléctrico de suministro de energía y con carga eléctrica local. Se utilizaron los siguientes archivos para la simulación de este caso: C15.T, CONN15.T, MS7.T, ZL1.T, T3.T, SG2.T, SE7.T y B2.T, los cuales pueden consultarse en el Apéndice B.

#### **4.2.1 Duración de la variación por 120 ciclos**

En las Figuras 4.3 y 4.4 se puede observar el efecto en el voltaje de las terminales del cogenerador y la frecuencia, provocado por un abatimiento del 20% y de un 100% en la magnitud del voltaje en la barra de conexión con la compañía externa. Las variaciones son mucho mayores cuando la magnitud del voltaje en la barra infinita se reduce a cero como era de esperarse. El caso b) la acción de los controles regresan a la máquina a su estado de operación normal 26 seg. después de haberse liberado la falla. Se observa que el excitador permanece oscilando alrededor de su voltaje de techo antes de la recuperación total. En el caso a), ante un disturbio del 20%, tanto la frecuencia como el voltaje permanecen dentro de un rango de variaciones que puede considerarse adecuado.



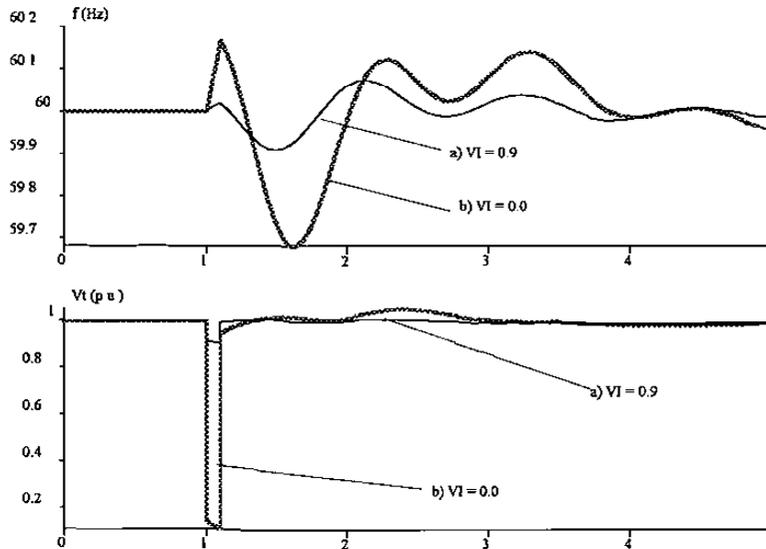
**Figura 4.3** Frecuencia y voltaje en terminales del generador para un abatimiento en el voltaje de la barra infinita a magnitud a) 0.8 y b) 0.0 durante 120 ciclos; tiempo en seg.



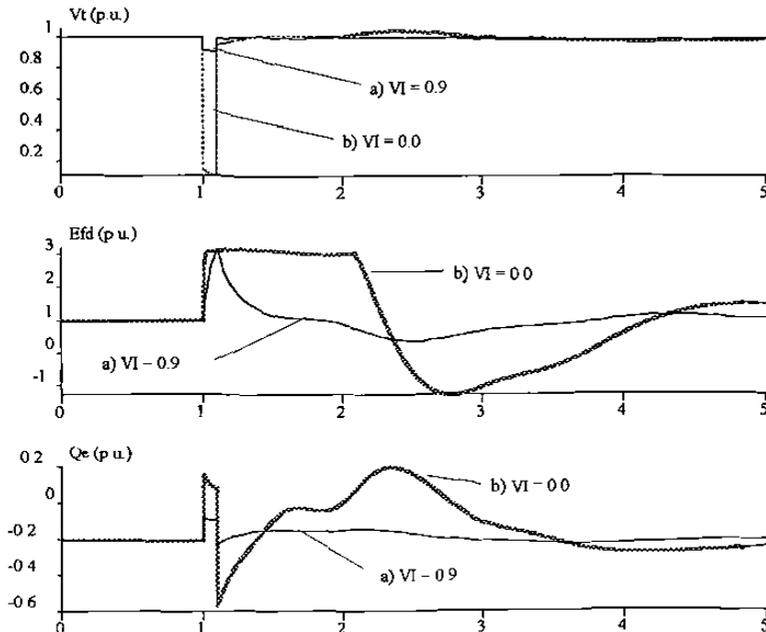
**Figura 4.4** Variación del voltaje de excitación, voltaje en terminales y potencia reactiva del cogenerador para un abatimiento en el voltaje de la barra infinita a 0.0 p.u. durante 120 ciclos; tiempo en seg.

### 4.2.2 Duración del disturbio por un período de 6 ciclos

Este caso presenta resultados bajo condiciones iguales al apartado 4.2.1, pero con el abatimiento del voltaje en la barra infinita por un período de 6 ciclos. En las Figuras 4.5 y 4.6 puede observarse los resultados de simulación.



**Figura 4.5** Variación de la frecuencia y voltaje en terminales del cogenerador para un abatimiento del voltaje en la barra infinita a valores de a) 0.9 y b) 0.0 durante 6 ciclos, tiempo en seg.



**Figura 4.6** Variación del voltaje en terminales, voltaje de excitación y potencia reactiva del cogenerador para un abatimiento del voltaje en la barra infinita a valores de a) 0.9 y b) 0.0 durante 6 ciclos; tiempo en seg.

Dado que el tiempo del disturbio es mucho menor al caso 4.2.1 los efectos sobre el cogenerador son menores, como puede verse en los resultados de simulación, pero permiten evaluar el efecto sobre la frecuencia y sus excursiones, así como las del voltaje y la potencia reactiva. Estas variaciones y su duración son importantes en cargas sensitivas a la frecuencia, así como en dispositivos y esquemas de protección por oscilaciones o variaciones de frecuencia.

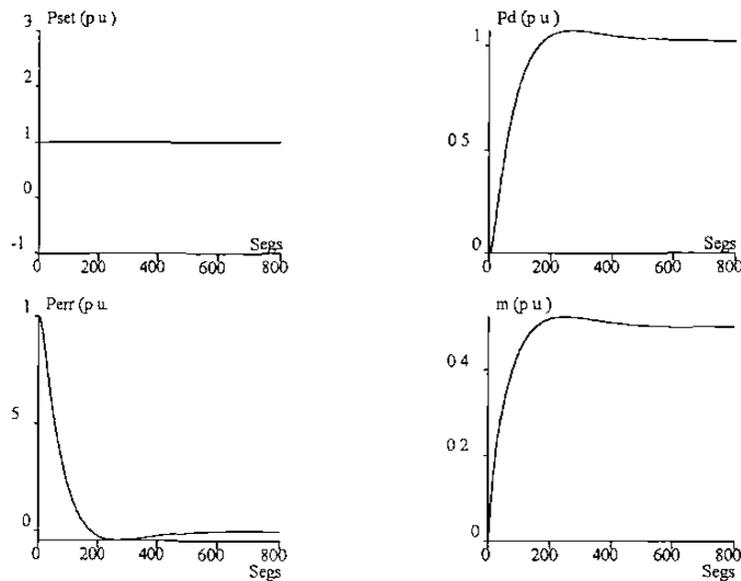
### 4.3 Simulación de la caldera tipo domo aislada del sistema de cogeneración

A efecto de analizar la importancia y la influencia del comportamiento de la caldera tipo domo sobre el proceso dinámico, tanto mecánico como térmico y eléctrico, se hace necesario un estudio de la caldera considerándola aislada de los demás componentes del ciclo Rankine. Para esta simulación se supone que la presión del vapor a la salida de la caldera es comparada contra una referencia deseada y que la presión del vapor es regulada a través de un controlador PI, ver Apéndice B, archivo B2.T. Este caso fue simulado utilizando el archivo MACRO C5.T y los elementos B2 y CONN5.

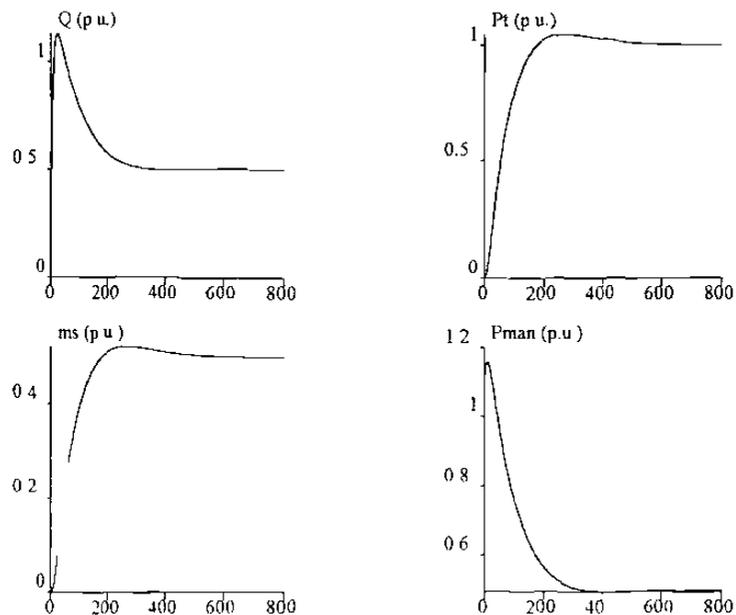
De los resultados de simulación de la caldera tipo domo, usando parámetros típicos [56], puede observarse que el tiempo de estabilización es de 800 segs. Esto significa que en la dinámica global de la planta será una componente con dinámica de largo plazo, sin embargo estas variaciones de la presión no son despreciables en el comportamiento global de la dinámica de la planta. En los resultados de la variación de flujo de vapor  $m_s$ , en la Figura 4.8, es importante notar que no alcanza el mismo valor en por unidad que la presión  $P_t$ , mostrada en esta misma figura. Esto se debe a que el valor del flujo de vapor es proporcional al porcentaje de apertura  $CV$ , de la válvula, en este caso  $CV = 0.5$ , y dado que la presión  $P_t$  de estado estable es 1.0 el flujo  $m_s$  de estado estable resultó ser 0.5 como se esperaba. En la Figura 4.7 las variables graficadas son: presión de referencia en la caldera  $P_{set}$ ; error de presión  $P_{err}$ , la presión del vapor en el domo  $P_d$  y el flujo de vapor en el domo,  $m$ . Las variables graficadas en la Figura 4.8 corresponde a calor transferido al agua  $Q$ , la presión de estrangulamiento a la salida de la caldera  $P_t$ , flujo de vapor generado  $m_s$  y la señal de presión enviada por el controlador PI,  $P_{man}$ .

La forma de la respuesta puede ser modificada haciendo cambios en los parámetros del controlador PI. A este respecto puede recurrirse a la teoría del control para lograr un ajuste óptimo y lograr una respuesta específica. Al efectuar alguna simulación se debe tener cuidado

de que el argumento de la raíz cuadrada no tome valores negativos. Como experiencia, el autor encontró que al inicio de la simulación este radical toma valores negativos; para evitar este problema se decidió obtener la raíz cuadrada del valor absoluto de su argumento para evitar terminación abrupta durante la corrida de la simulación por cálculo incorrecto (argumento negativo dentro de la raíz cuadrada). En estado transitorio  $P_d > P_t$ , lo contrario no es posible físicamente. En estado estable  $P_d = P_t$ . Durante la simulación puede resultar un escenario irreal asignando valores a  $CV > 1$  y por tanto una  $P_t > P_d$ .



*Figura 4.7 Resultados de simulación de la caldera tipo domo aislada del ciclo Rankine.*



*Figura 4.8 Resultados de simulación de la caldera tipo domo: Q, ms, Pman, Pt; tiempo en seg.*

#### 4.4 Cogenerador exportador con carga local

El caso más frecuente es tener al cogenerador exportando parte de la energía eléctrica generada, así es importante conocer las variaciones eléctricas, mecánicas y termodinámicas de las principales variables ante diferentes disturbios. A continuación se enumeran los elementos que componen este caso y su localización en el Apéndice B, así como las condiciones de operación o predisturbio, el valor de las referencias de los controles, variables a observar y los disturbios simulados. El archivo MACRO que ejecuta este caso es el C8.T. La conexión está dada en el archivo CONN8.T.

Subsistema	Referencias	Apéndice
MS2	*	B.2.2
T3 (TEC)	*	B.2.11
B2	Pref : 0.5 p.u.	B.2.14
SE7	Vref : 1.0 p.u.	B.2.6
SG2	Nref : 3600 rpm	B.2.13

\*La máquina síncrona y la turbina no reciben entradas de referencia de los controles

*Operación:* Carga térmica y eléctrica local y exportando a la compañía eléctrica. El modo de control de la parte mecánica es el de turbina siguiendo caldera.

*Condiciones de predisturbio:* Operando en estado estable y sincronizado a la red.

*Observar:*

- 1) Cambios en potencia de la carga y frecuencia durante el transitorio.
- 2) Efecto del sistema de excitación y sistema gobernador.
- 3) Influencia de la turbina y la caldera sobre la respuesta de la máquina síncrona.

*Disturbio:* Se establece en cada apartado.

##### 4.4.1 Aumento en la carga eléctrica local en t=10 seg.

Este disturbio es simulado cambiando el valor de los parámetros R, X de la carga eléctrica que inicialmente demandaba  $P_L=0.12$  y  $Q_L=-0.1$  para llegar a  $P_L=0.3$ ,  $Q_L=-0.2$  en un

determinado lapso de tiempo. Como puede verse en la Figura 4.9, la potencia real que toma la carga aumenta a un valor constante estando precedida de algunas oscilaciones. Estos cambios de carga son comunes en la operación diaria de un sistema de esta naturaleza. Físicamente puede ser el arranque de un motor o la conexión de otro tipo de carga. Se observa en los resultados de simulación cómo todas las variables graficadas oscilan de modo semejante para después estabilizarse en un valor constante en el tiempo. Realizando simulaciones con distintos valores de carga se puede encontrar el máximo escalón de potencia que soporta este sistema sin perder estabilidad. Para este caso la  $P_m$  y la  $P_t$  se mantienen constantes, las variaciones de carga eléctrica pequeñas no hacen actuar al control de la turbina y de la caldera. El voltaje y la frecuencia en terminales  $V_t$  y  $f$  se mantienen dentro de una tolerancia que puede ser aceptable durante el transitorio. Esto lleva a concluir que los pequeños cambios de carga durante la operación diaria no deben afectar en gran medida la calidad de la frecuencia y del voltaje dentro de la planta industrial, y el estudio presentado ayuda a evaluar la problemática planteada.

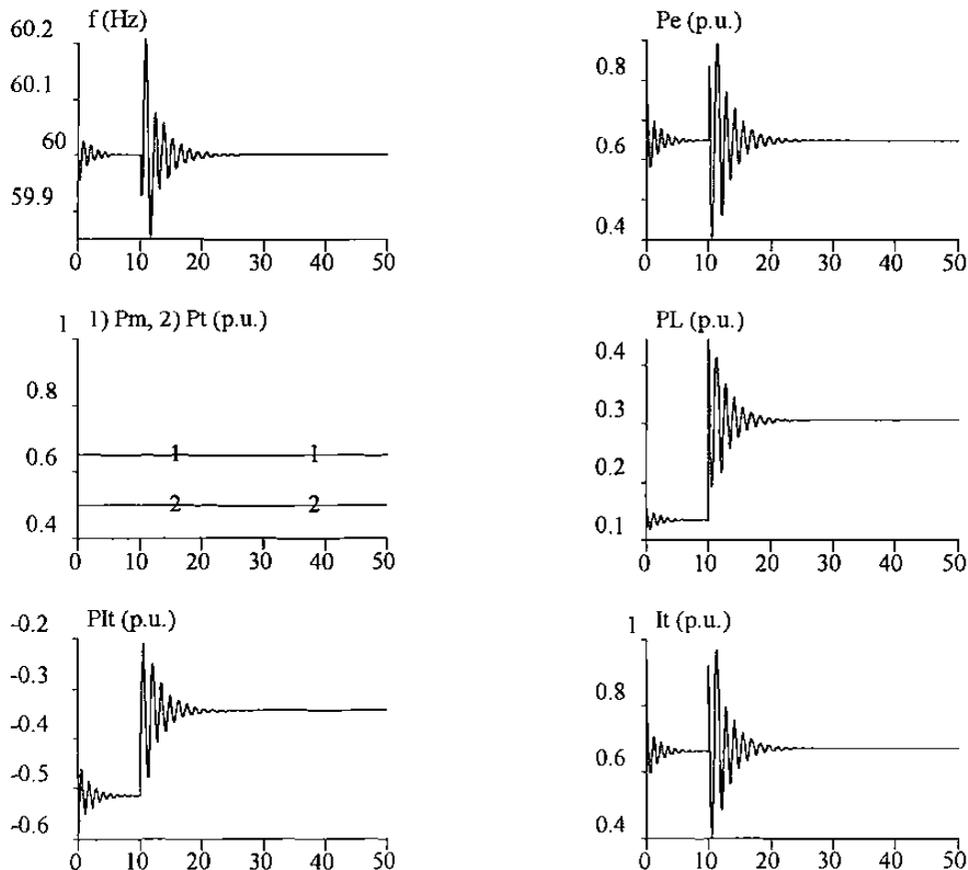
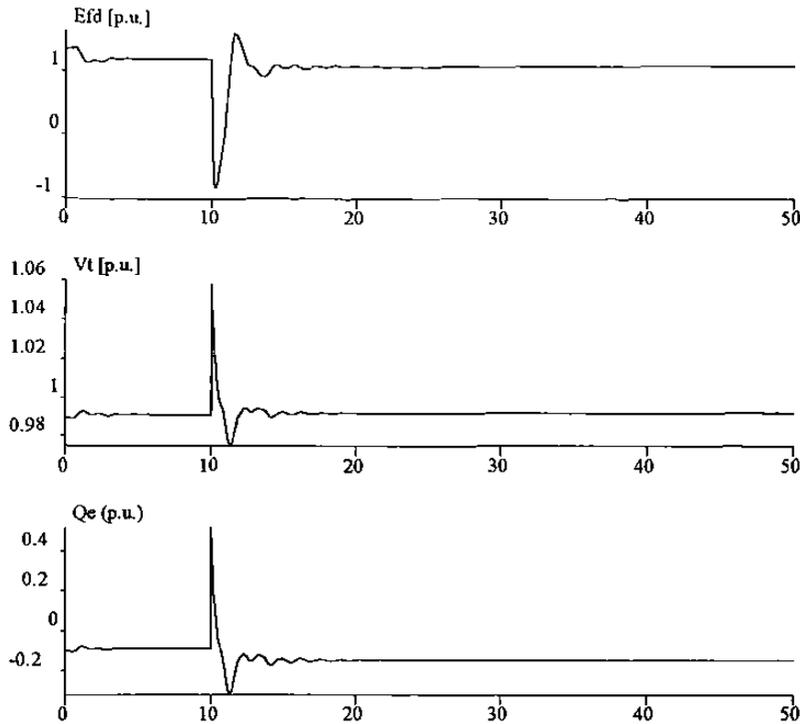


Figura 4.9 Resultados de simulación del caso sección 4.4.1; cogenerador exportador, aumento de carga local; tiempo en seg.

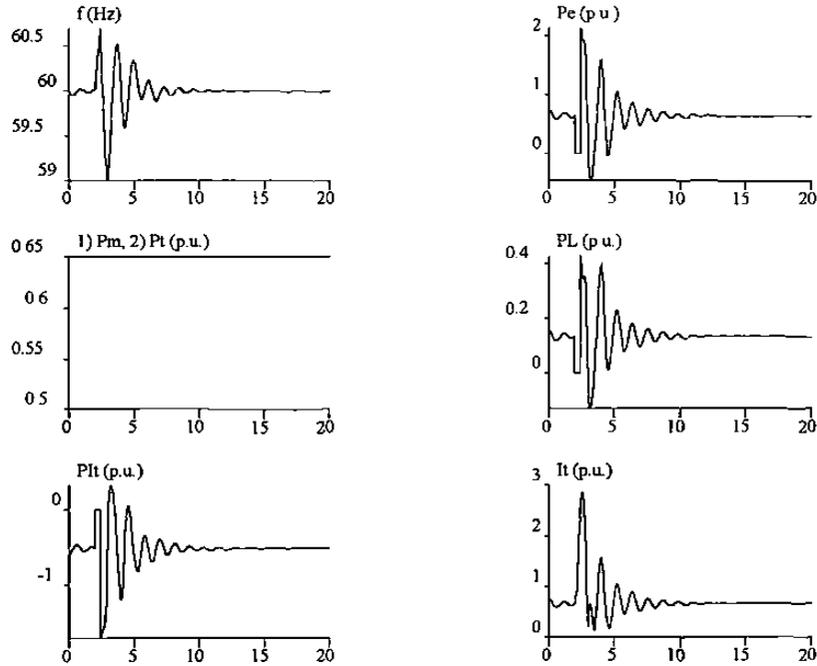


*Figura 4.10 Resultados de simulación del caso sección 4.4.1; cogenerador exportador, aumento de carga local, tiempo en seg.*

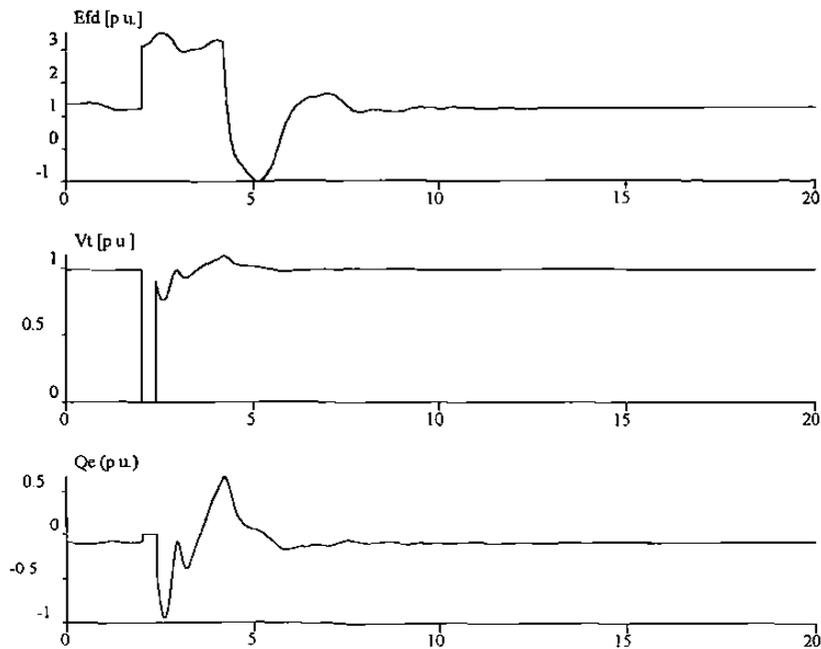
#### 4.4.2 Cortocircuito trifásico en terminales del generador

En esta situación se supone al cogenerador conectado al sistema y entregando potencia activa al sistema cuando se provoca una falla trifásica en terminales del generador. El tiempo se propone de 0.39 seg.. Se supone que una vez liberada la falla la carga sigue conectada a las terminales del cogenerador. Se encontró que para tiempos de falla mayores a 0.39 seg. la máquina se hace inestable. Se puede notar en la Figura 4.11 cómo la presión del vapor en la caldera  $P_t$  y la potencia mecánica de la turbina  $P_m$ , transmitida al generador permanecen constantes a lo largo del transitorio. La frecuencia en terminales oscila hasta volver a su estado normal de operación. En la Figura 4.12 se puede observar cómo el voltaje de excitación  $E_{fd}$  toma valores de techo durante la permanencia de la falla, y una vez liberada ésta se va al otro extremo del limitador para equilibrar las oscilaciones de voltaje en terminales hasta que regresa a su valor normal de predisturbio. La planta regresa a las mismas condiciones que se tenían antes de la falla y una vez liberado el corto circuito trifásico. En la Figura 4.11 se tiene que la corriente en terminales  $I_t$  alcanza cerca de 3 p.u. durante el período de falla, si el generador no soporta este valor de sobrecorriente por razones de diseño éste

debe ser disparado, aún cuando desde el punto de vista de estabilidad se logra llegar a un estado permanente.



*Figura 4.11 Resultados de simulación del caso sección 4.4.2; cogenerador exportador, corto circuito trifásico en terminales; tiempo en seg.*



*Figura 4.12 Resultados de simulación del caso sección 4.4.2; cogenerador exportador corto circuito trifásico en terminales; tiempo en seg.*

#### 4.4.3 Desconexión de la compañía eléctrica por un lapso de 0.32 seg.

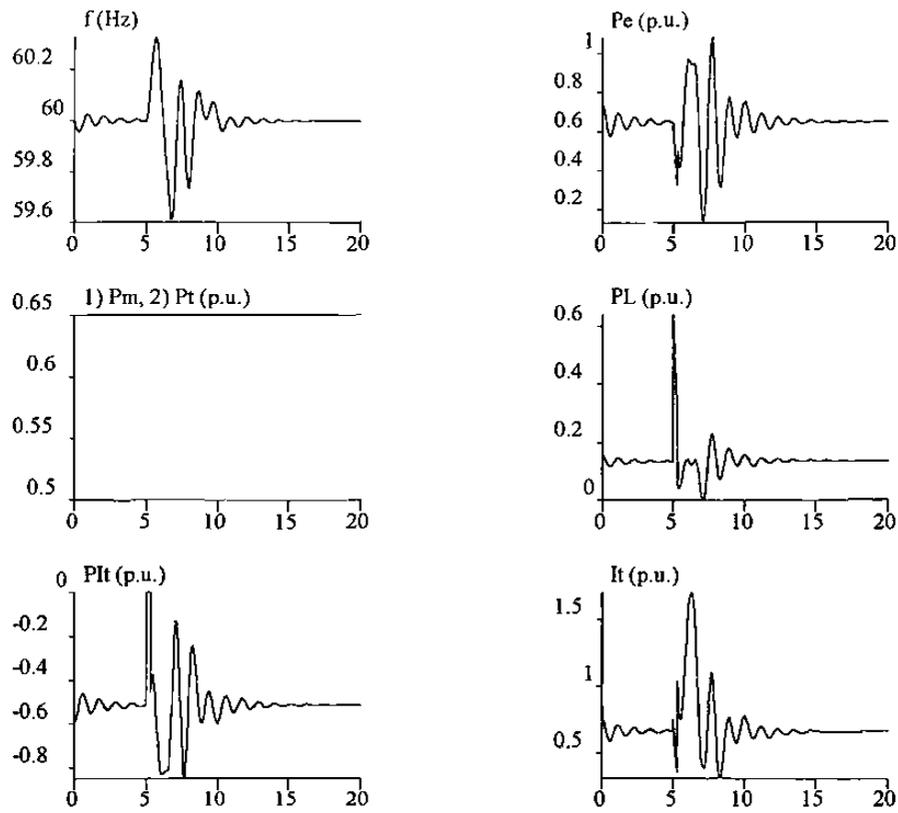
Por diversas circunstancias, como descargas atmosféricas, operaciones en falso o una maniobra equivocada, puede tenerse una desconexión temporal del cogenerador respecto a la compañía suministradora de energía, de aquí que se requiera la simulación y el análisis dinámico ante esta contingencia, cuyos resultados sirven para evaluar sus efectos y tomar medidas correctivas apropiadas.

Esta simulación es realizada aumentando a un valor muy grande (1000.0) la reactancia externa  $X_e$  conectada al generador durante el tiempo de falla. Ver Apéndice B.2.

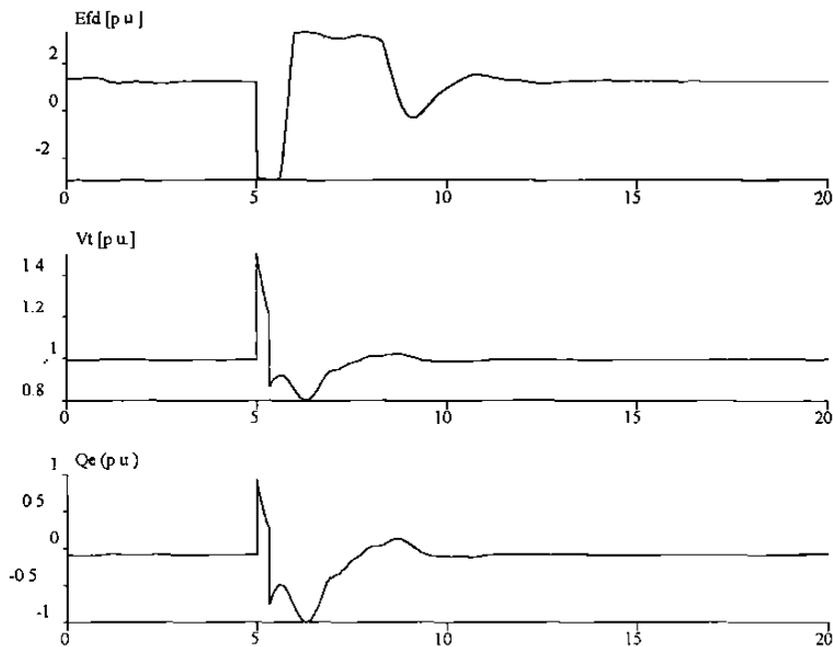
El efecto teórico esperado es el aumento de la frecuencia y voltaje, suponiendo condición de exportación de potencia al sistema, tal como puede observarse en las Figuras 4.13 y 4.14. También puede notarse cómo en este rango de simulación el efecto de la caldera y de la turbina no es apreciable dado que tanto la presión como el par mecánico permanecen invariantes en el tiempo. Ante el aumento de voltaje el sistema de excitación reacciona posicionándose en el techo negativo del limitador a fin de contrarrestar el cambio del voltaje en terminales del generador, ver Figura 4.14. Una vez transcurridos los 0.32 seg. se supone que se tiene una reconexión exitosa con el sistema llegando eventualmente a lograr el estado estable nuevamente.

Se observa también en la Figura 4.13 que la carga local  $P_L$  aumenta la potencia demandada durante el período que dura la falla, lo cual se debe al aumento del voltaje en terminales, provocado a su vez por el disturbio mismo y a que la carga está modelada como una impedancia constante. Por otro lado la transmisión de potencia a la barra infinita se reduce a cero como se muestra en la Figura 4.13. Estos dos resultados coinciden con lo teóricamente esperado .

Este disturbio es de interés para el ajuste de la protección por alta/baja frecuencia como se explicó en la sección 3.3.2.



**Figura 4.13** Resultados de simulación del caso sección 4.4.3; cogenerador exportador, desconexión de la compañía eléctrica; tiempo en seg.



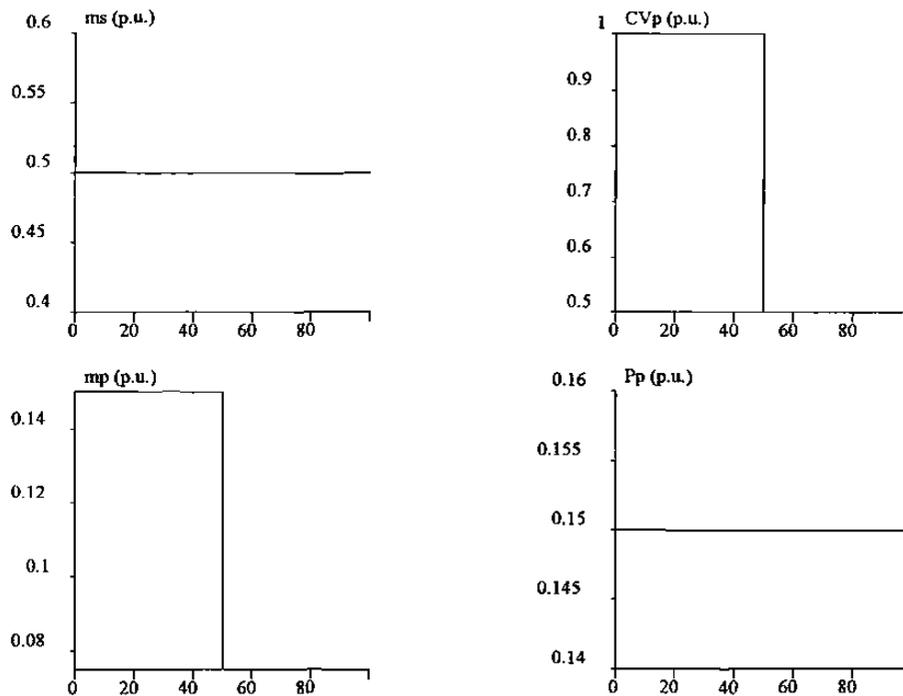
**Figura 4.14** Resultados de simulación del caso sección 4.4.3; cogenerador exportador, desconexión de la compañía eléctrica; tiempo en seg.

#### 4.4.4 Disminución en la carga térmica

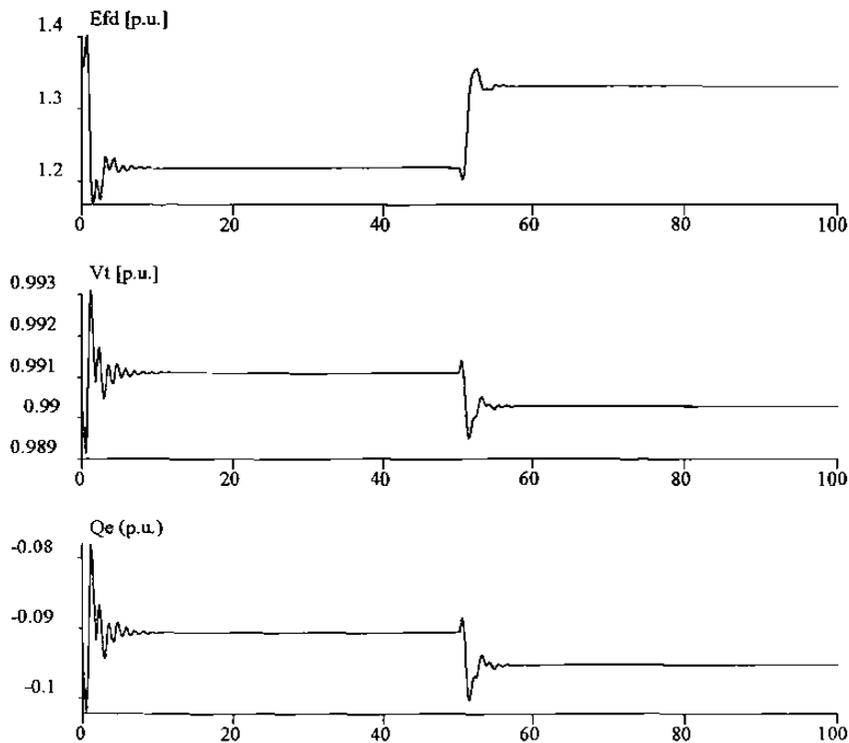
Además de los cambios y disturbios eléctricos se debe analizar el comportamiento cuando la contingencia se presenta en el sistema térmico de la planta de cogeneración. El aumento de carga térmica se simuló reduciendo el valor de CVp (apertura de la válvula de vapor al proceso) a un valor de 0.5 en  $t=50$  seg., lo cual se refleja en una disminución del flujo de masa de vapor, como puede apreciarse en la Figura 4.15. Dado que el calor disipado es directamente proporcional a los cambios de flujo de masa, de acuerdo a (3.25), al variar su magnitud también varía el valor del calor disipado por el proceso en proporción directa a la diferencia de entalpías de entrada y salida del proceso ( $h_p$  y  $h_f$ ). El efecto de este disturbio en algunas variables eléctricas de la planta pueden observarse en la Figura 4.16 y 4.17. Se puede observar en la Figura 4.17 que la potencia mecánica  $P_m$  aumenta al decrecer el flujo de masa al proceso, esto verifica la predicción teórica del cálculo de potencia en la flecha de la turbina EC expuesta en el análisis del ciclo Rankine. Es decir, al mantenerse constante la entrada de vapor a la turbina ( $m_s$ ) cualquier variación en el flujo de masa al proceso ( $m_p$ ) altera el valor de potencia mecánica, ver (2.7). La Figura 4.17 muestra el aumento en la generación de potencia eléctrica ( $P_e$ ) debida al incremento de potencia mecánica. Este aumento en la potencia eléctrica es distribuido entre la carga local ( $P_L$ ) y la compañía suministradora de energía eléctrica ( $PI_t$ ) para seguir operando en estado estable en un nuevo punto.

Puede observarse también que el voltaje en el excitador ( $E_{fd}$ ) aumenta al aumentar la carga térmica ( $m_p$ ) mientras que el voltaje en terminales ( $V_t$ ) disminuye al igual que la potencia reactiva generada ( $Q_e$ ). Las variaciones de estas variables están dentro de un rango muy pequeño; menor al 10 % para el voltaje en el excitador y menores al 1% para la potencia y voltaje en terminales.

La frecuencia también sufre pequeñas oscilaciones en el momento de iniciarse el cambio de carga térmica, menores a  $\pm 0.02$  Hz alrededor del punto de operación. Las oscilaciones durante el transitorio provocado por el cambio de carga térmica duran aproximadamente 10 seg., sin embargo, a pesar de ser un período considerable, no sobrepasan las tolerancias permitidas. Este estudio tiene por finalidad mostrar el tipo de resultados ante estas variaciones en la carga térmica y evaluar sobre que variables se tienen los impactos mayores.



*Figura 4.15 Resultados de simulación del caso sección 4.4.4; cogenerador exportador, disminución de la carga térmica; tiempo en seg.*



*Figura 4.16 Resultados de simulación del caso sección 4.4.4; cogenerador exportador, disminución de la carga térmica; tiempo en seg.*

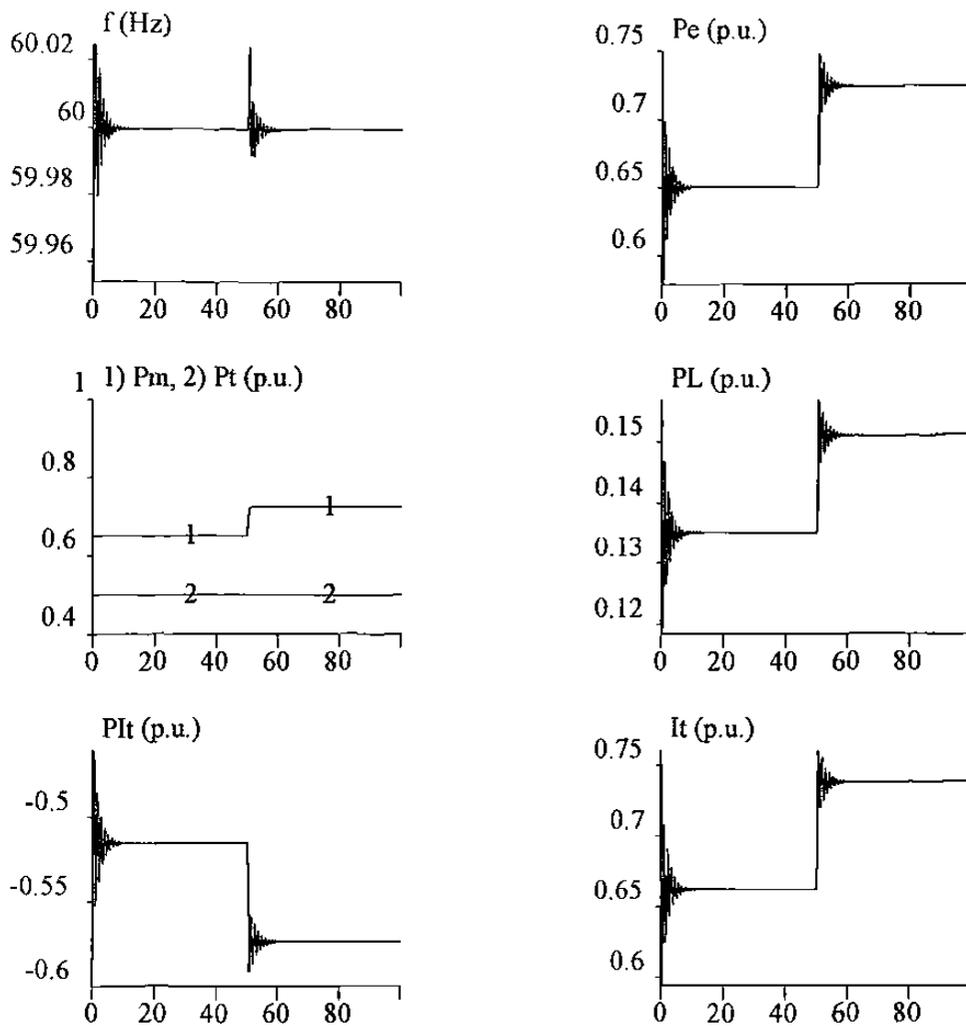


Figura 4.17 Resultados de simulación del caso 4.4.4; cogenerador exportador, disminución de la carga térmica, tiempo en seg.

#### 4.4.5 Aumento en la carga térmica

Otro caso que es conveniente analizar es el del aumento de demanda en el proceso térmico al que suministra la planta de cogeneración, así esta sección presenta tales resultados y el análisis correspondiente.

En la simulación del aumento de carga térmica resultó que los efectos son similares al decremento en la carga térmica pero el nuevo punto de operación se desplaza con signo contrario con respecto al caso anterior.

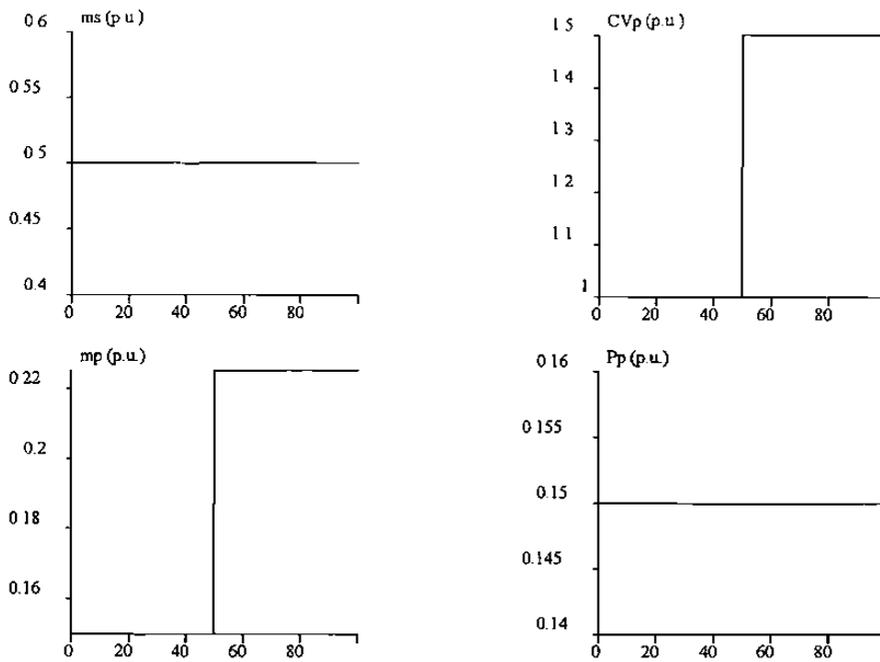


Figura 4.18 Resultados de simulación del caso sección 4.4.5; cogenerador exportador, aumento en la carga térmica.

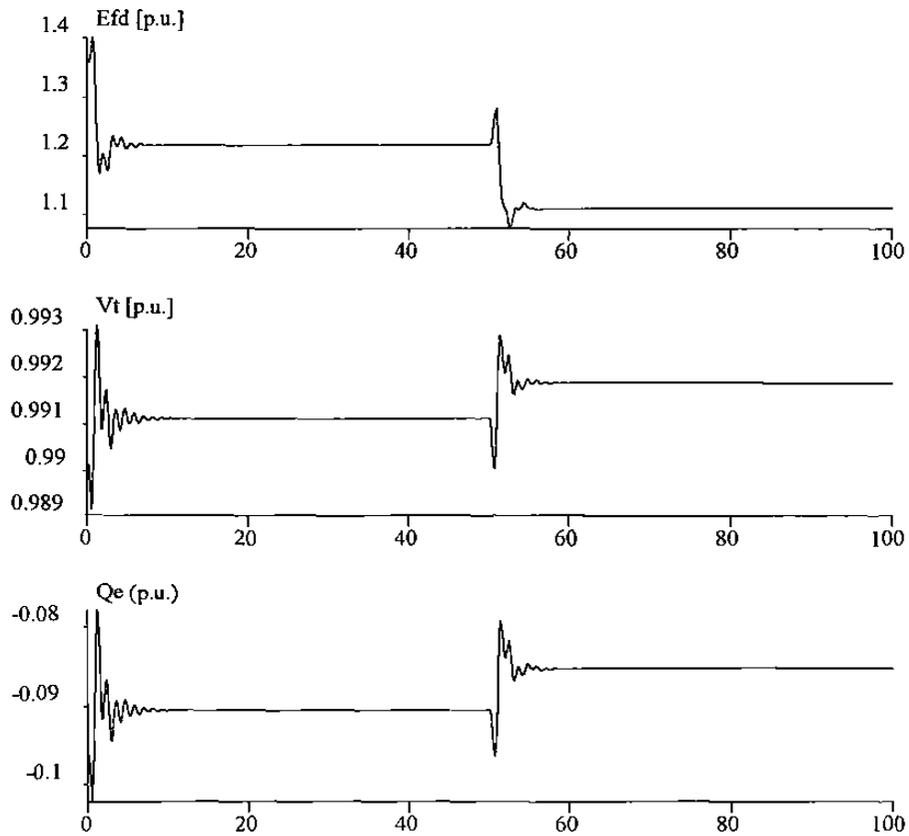
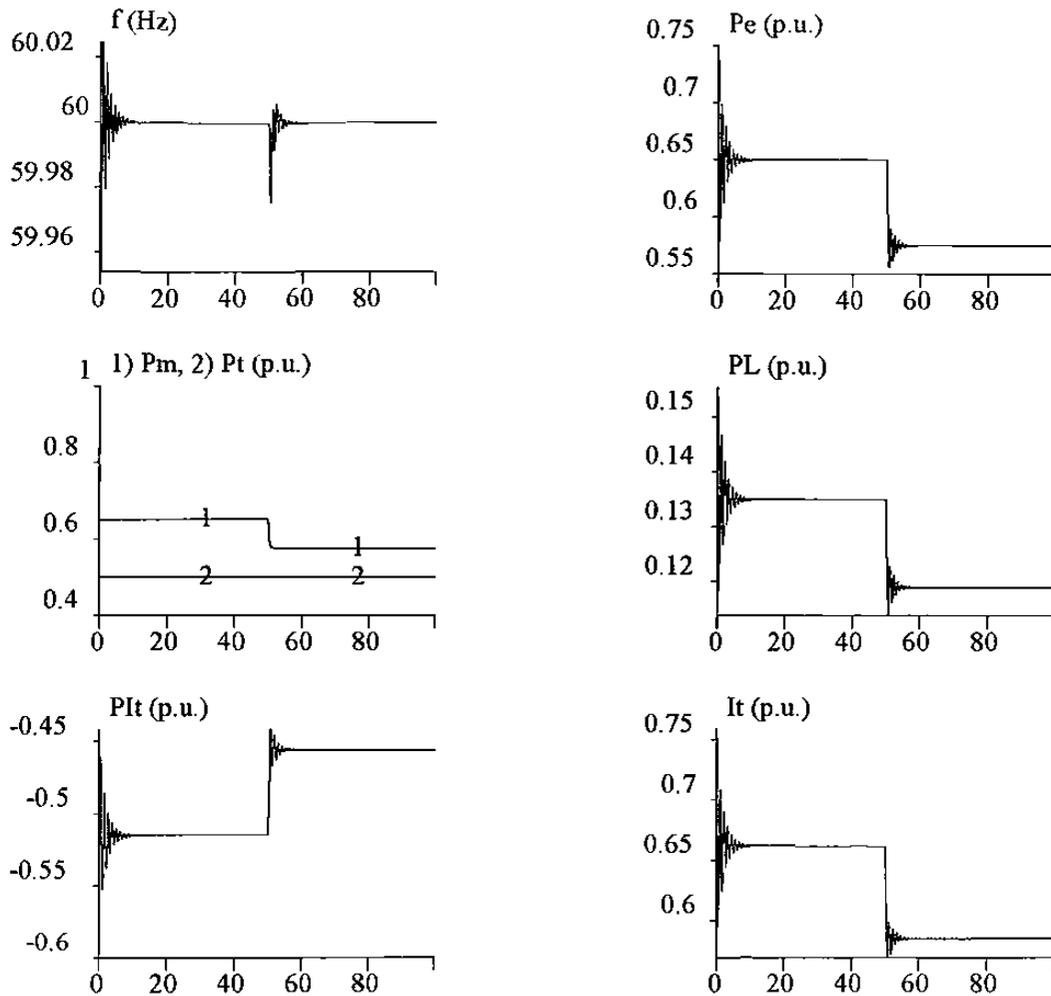


Figura 4.19 Resultados de simulación del caso sección 4.4.5; cogenerador exportador, aumento en la carga térmica; tiempo en seg.



*Figura 4.20 Resultados de simulación del caso sección 4.4.5; cogenerador exportador, aumento en la carga térmica; tiempo en seg.*

Del análisis de los dos casos anteriores se puede concluir que, bajo las condiciones de simulación adoptadas, un cambio en la carga térmica de  $\pm 50\%$  no excede los límites tolerables ni de la frecuencia ni del voltaje en terminales. Sin embargo, puede ser ésta una condición no deseada por la compañía suministradora de energía eléctrica por el hecho de que el exceso o decremento en la generación eléctrica del cogenerador deba ser absorbida o suministrada por ésta cada vez que sucedan este tipo de cambios en la carga térmica. Este tipo de simulaciones muestra objetivamente los cambios esperados y si éstos cambios los puede o no tolerar, de acuerdo a los convenios establecidos, la compañía suministradora de energía.

#### 4.5 Cogenerador exportador sin carga eléctrica en terminales

Este caso es de interés práctico en situaciones donde se cuente con un generador impulsado por una turbina a contra-presión. Estas turbinas tienen la particularidad de estar instaladas en un ciclo tope, es decir, el producto secundario es la electricidad, dependiendo su producción de las necesidades del producto primario, o sea de la energía térmica. Por tanto no se tiene control sobre los  $KW_e$  generados, los cuales son exportados totalmente a la compañía eléctrica a través de una interconexión.

A continuación se presentan los elementos que componen este caso y su localización en el apéndice, así como las condiciones de operación antes del disturbio, el valor de referencia para los controles, las variables a observar y los disturbios simulados. Los archivos MACRO y CONNECTING utilizados para simular este caso son el C9.T y el CONN9.T. El modo de control de la turbina y la caldera es el de turbina siguiendo caldera. Se supone operación en estado estable y sincronizado a la red para todos las simulaciones excepto la del arranque en frío.

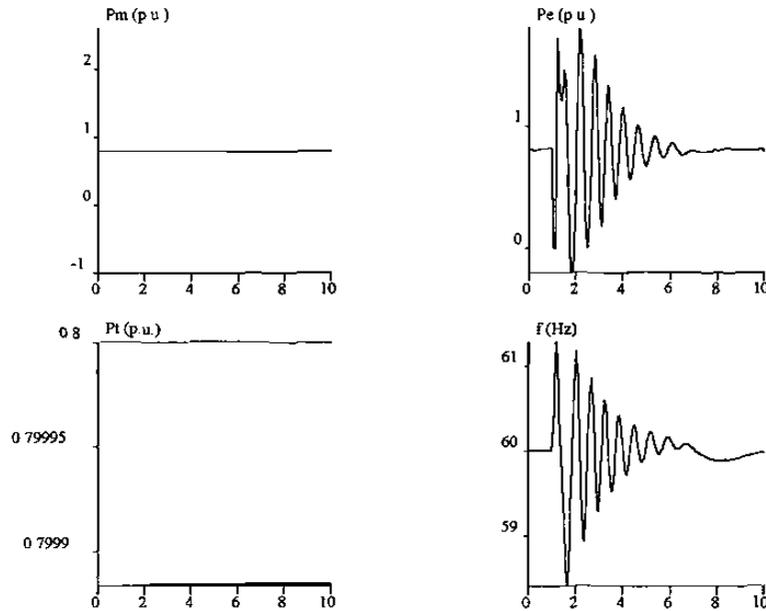
Subsistema	Referencias	Apéndice
MS6	*	B.2.4
T2 (TCP)	*	B.2.10
B2	Pref : 0.8 p.u.	B.2.14
SE1	Vref : 0.9 p.u.	B.2.5
SG2	Nref : 3600 rpm	B.2.13

\* La máquina síncrona y la turbina reciben señales de referencia de los controles

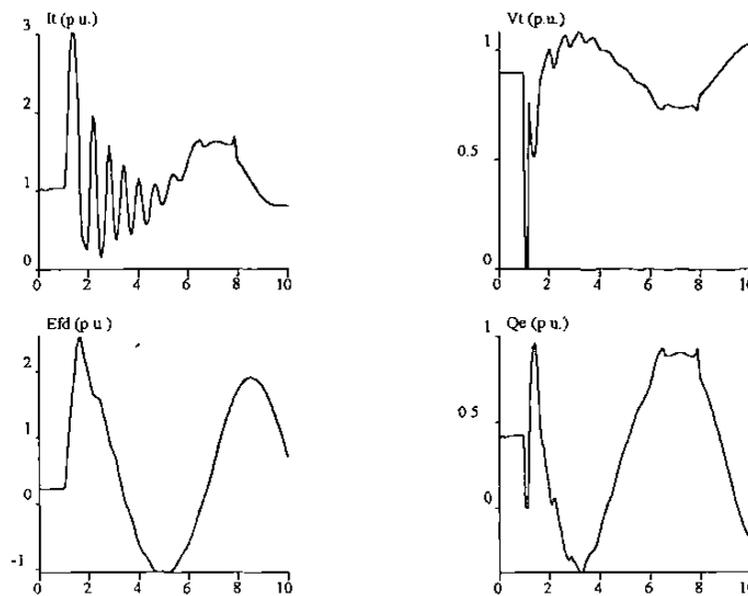
Los disturbios estudiados son algunos que pueden presentarse en la operación diaria de este tipo de generadores. Los resultados son utilizados para el ajuste de protecciones y el dimensionamiento del equipo eléctrico utilizado en la interconexión entre el cogenerador y la compañía eléctrica.

#### 4.5.1 Cortocircuito trifásico en terminales del generador durante 0.18 seg.

El tiempo crítico en el cual la máquina permanece en sincronismo después del disturbio fue de 0.18 seg., ver Figuras: 4.21 y 4.22. Los efectos son similares al caso de la sección 4.5.2.



*Figura 4.21 Resultados de simulación del caso sección 4.5.2; cogenerador exportador sin carga eléctrica local bajo corto circuito trifásico en terminales; tiempo en seg.*



*Figura 4.22 Resultados de simulación del caso sección 4.5.2; cogenerador exportador bajo corto circuito trifásico en terminales; tiempo en seg.*

#### 4.5.2 Variación de voltaje en la barra infinita a 0.5 p.u. durante 0.43 seg.

Para este caso el tiempo crítico en el que la máquina puede seguir en sincronismo después del disturbio resultó de 0.43 seg. Ver Figuras 4.23 y 4.24. Se observa que las variables mecánicas no sufren variación apreciable y el efecto mayor se presenta sobre las variables eléctricas.

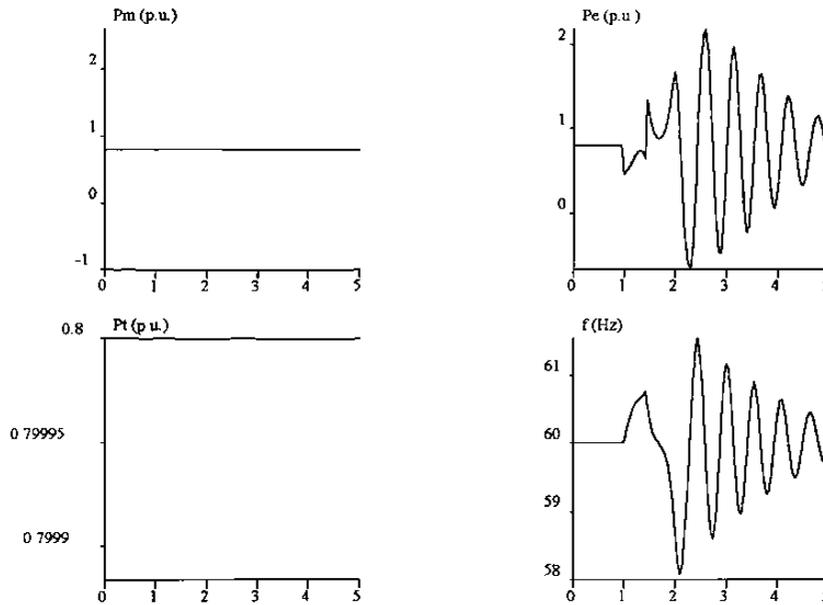


Figura 4.23 Resultados de simulación del caso sección 4.5.1; cogenerador exportador sin carga eléctrica local con variaciones de voltaje en la barra infinita; tiempo en seg.

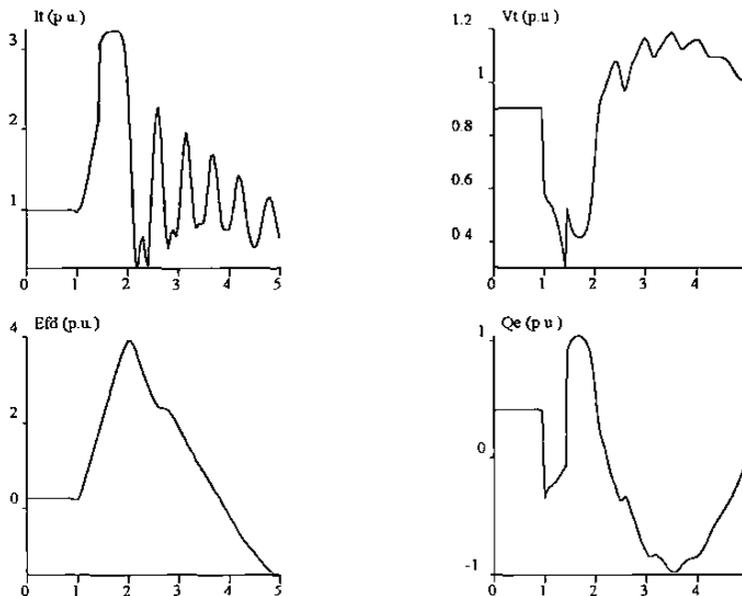


Figura 4.24 Resultados de simulación del caso sección 4.5.1; cogenerador exportador sin carga eléctrica local con variaciones de voltaje en la barra infinita; tiempo en seg.

### 4.5.3 Desconexión de la compañía eléctrica por 0.17 seg.

El tiempo máximo que puede perderse la interconexión al sistema eléctrico sin perder sincronismo es de 0.17 seg., este caso es mostrado en las Figuras 4.25 y 4.26. El tiempo crítico obtenido es similar al tiempo obtenido cuando se tiene corto circuito en terminales, lo mismo puede decirse de los efectos sobre las variables mostradas en los resultados.

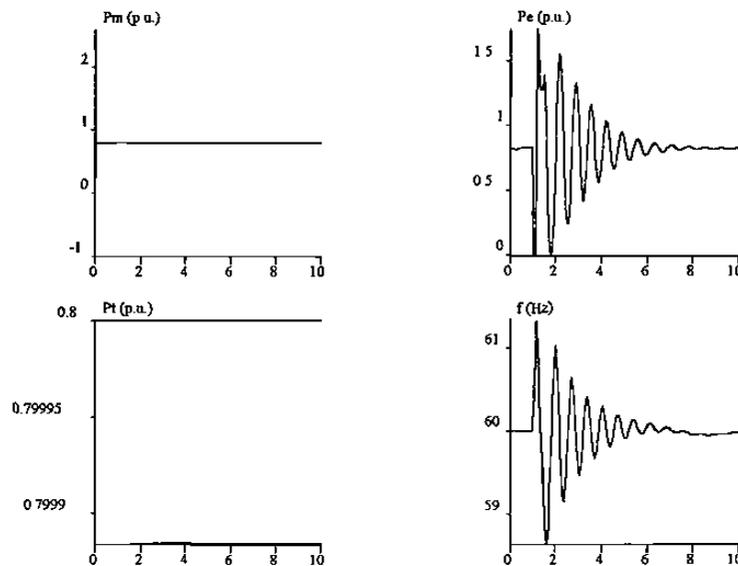


Figura 4.25 Resultados de simulación del caso sección 4.5.3; cogenerador exportador desconectado de la compañía eléctrica durante 0.17seg.; tiempo en seg.

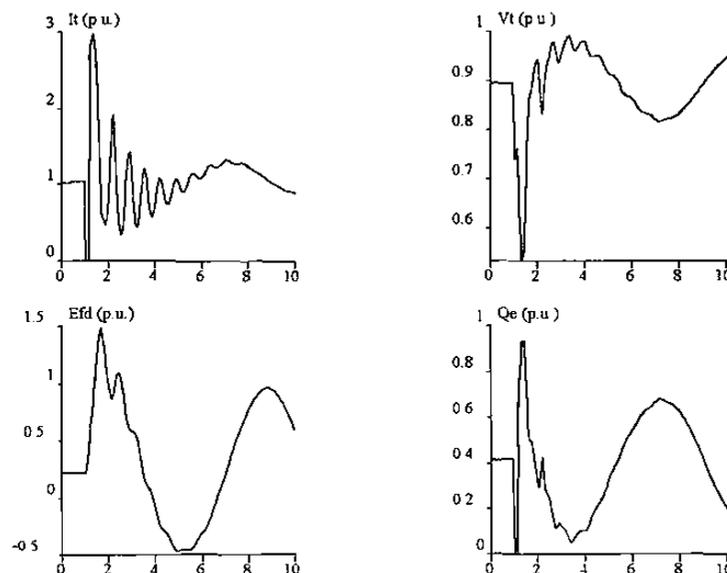
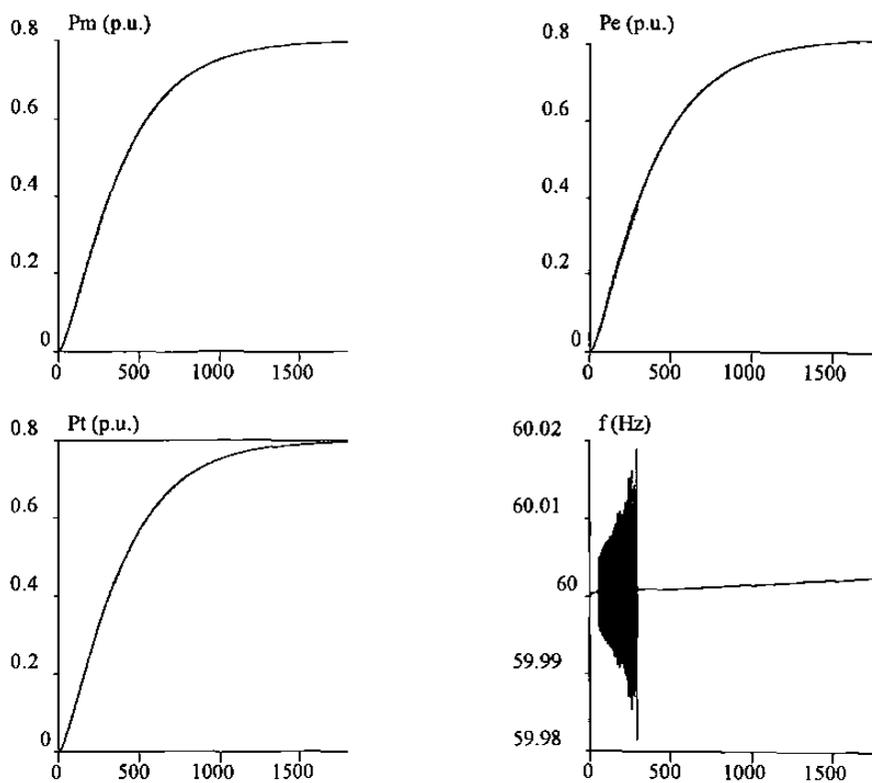


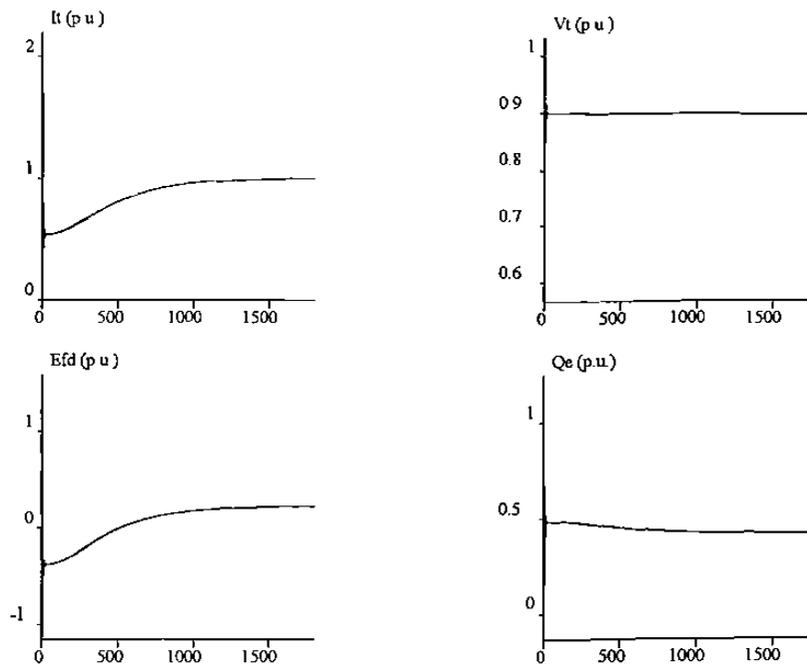
Figura 4.26 Resultados de simulación del caso sección 4.5.3; cogenerador exportador desconectado de la compañía eléctrica durante 0.17 seg..

#### 4.5.4 Toma de carga del generador sincronizado a la red

Esta simulación muestra el caso de una máquina que estando sincronizada a la compañía suministradora de energía eléctrica aún no ha empezado a tomar carga eléctrica. El suministrar carga al sistema requiere de aumentar la presión del vapor proveniente de la caldera, su comportamiento se muestra en la Figura 4.27 cuando se le da un escalón de 0.8 p.u.; la turbina sigue a la caldera y lo mismo hace la potencia eléctrica generada. Como puede observarse en la Figura 4.28 las variables eléctricas sufren oscilaciones por un tiempo de varios segundos para más adelante estabilizarse en un valor constante en el tiempo, esto sucede cuando la presión en la caldera ha llegado a el valor de referencia.



*Figura 4.27 Resultados de simulación del caso sección 4.5.4; cogenerador sincronizado y tomando carga; tiempo en seg.*

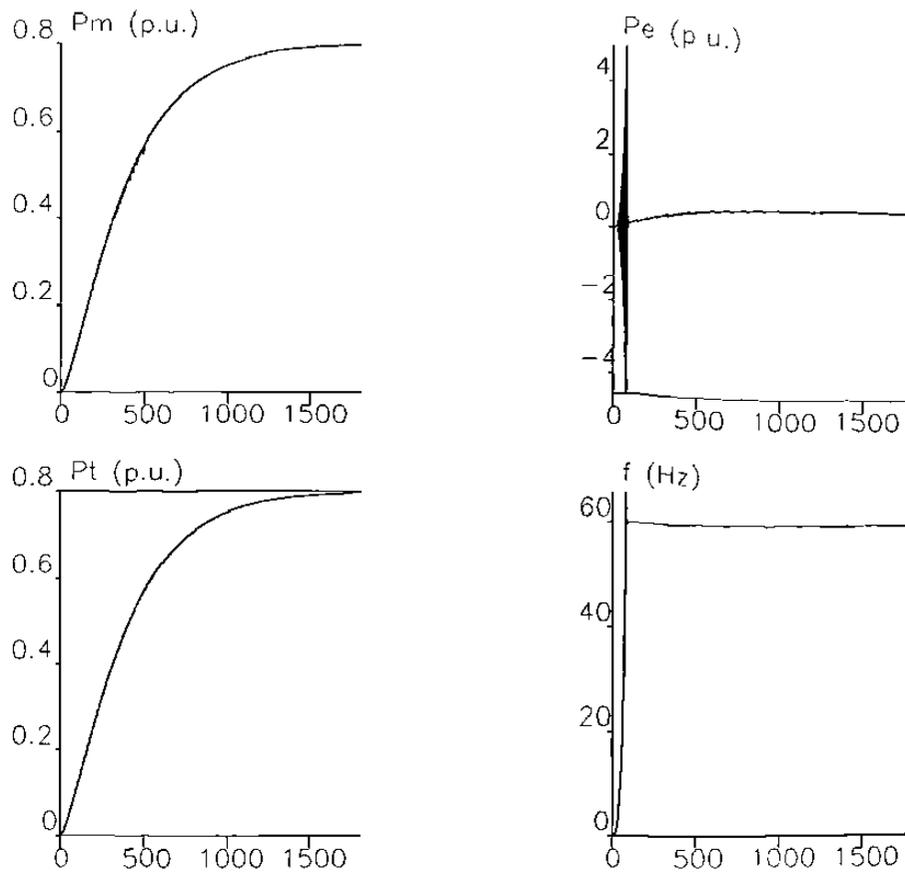


*Figura 4.28 Resultados de simulación del caso sección 4.5.4; cogenerador sincronizado y tomando carga; tiempo en seg.*

#### 4.5.5 Simulación de arranque en frío

En este caso se trata de ilustrar la versatilidad y uso de la herramienta disponible, ya que todos los componentes de la planta son unidos para simular un arranque en frío. Los parámetros utilizados son típicos [41, 56, 83] para cada uno de los componentes. El modo de control es el de turbina siguiendo a la caldera, ya que los cambios de potencia generada son iniciados desde el valor de la referencia de presión en la caldera. La turbina se ajusta su operación a los valores de flujo y presión del vapor que sale de la caldera.

Como puede observarse en la Figura 4.29, la potencia mecánica  $P_m$  crece lentamente para eventualmente alcanzar su estado estable, la potencia eléctrica  $P_e$  sigue a la mecánica aunque esta última sufre fuertes oscilaciones; cerca de 5 p.u., a los 40 segundos, un poco antes de que la frecuencia alcance su valor estable. Puede observarse que otras variables como el voltaje en terminales  $V_t$  y la potencia reactiva  $Q_e$  llegan a su valor de estado estable al mismo tiempo que la frecuencia  $f$  y la velocidad angular  $\omega$ .



*Figura 4.29* Resultados de simulación del caso sección 4.5.5; simulación de arranque en frío; tiempo en seg.

#### 4.5.6 Variación de la carga térmica en forma de onda cuadrada

Esta simulación representa el caso de tener una carga térmica que varía su demanda en forma de onda cuadrada, lo cual puede presentarse en procesos intermitentes pero con un patrón repetitivo. Se puede observar en la Figura 4.30 que la potencia mecánica  $P_m$  sufre fuertes variaciones de forma similar a como lo hace la carga térmica. Sin embargo, el efecto sobre la frecuencia en terminales se mantiene dentro de un intervalo razonable ( $\pm 0.2$  Hz). Otras variables eléctricas mostradas en la Figura 4.31, sufren fuertes variaciones con respecto a su punto de operación inicial dado en  $t=0$  seg.

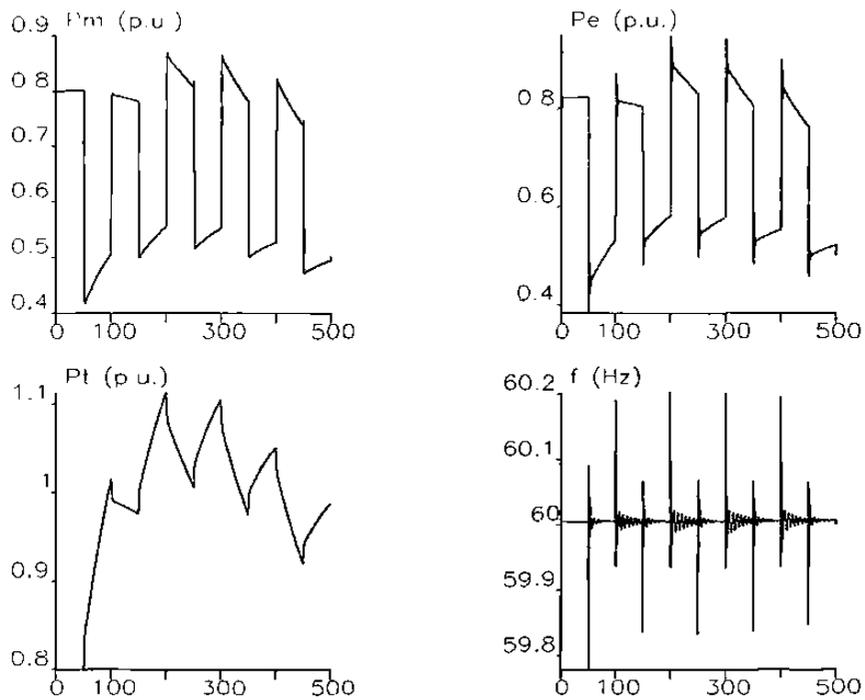


Figura 4.30 Resultados de simulación del caso sección 4.5.6; variación de la carga térmica; tiempo en seg.

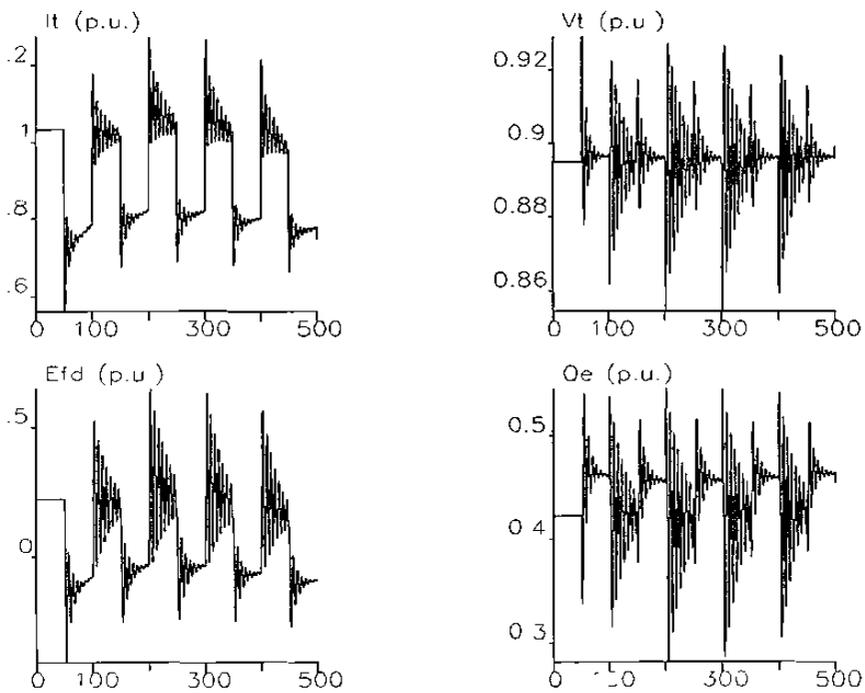


Figura 4.31 Resultados de simulación del caso sección 4.5.6; variación de la carga térmica; tiempo en seg.

En los casos presentados en este capítulo, se han mostrado resultados que es posible obtener en base a la herramienta de simulación utilizada siendo factible el efectuar el análisis transitorio de variables eléctricas y térmicas de una planta de cogeneración. Se puede notar por los resultados encontrados, que es posible conocer con relativa facilidad el comportamiento transitorio de variables de la planta de cogeneración que basa su operación en turbinas de vapor.

En este capítulo se incluyeron a manera de ilustración algunos casos típicos que pueden presentarse en la operación de este tipo de plantas que se usan para producir energía eléctrica/térmica. Sin embargo es notable la gran cantidad de escenarios que es posible simular y analizar con sólo hacer combinaciones de los modelos y sus parámetros según se requiera. Es decir, la forma particular de un determinado análisis se puede lograr con la metodología propuesta en el capítulo 3.