

En el caso general de diseño de estrategias para evitar el problema de colapso requiere considerar un soporte local de voltaje o bien la desconexión programada de carga. En esta sección se presenta los conceptos más importantes sobre el tema, incluyendo el análisis del problema .

## 5.2 MECANISMOS BÁSICOS DE COLAPSO DE VOLTAJE

Existen una gran cantidad de variables en que se puede presentar el colapso de voltaje, sin embargo la más común se puede ilustra con el sistema de la fig. 5.1



Fig. 5.1. Sistema de potencia básico

En este sistema el Área A es exportadora y es donde se tiene la fuente de potencia reactiva. El Área B es una área de carga, cualquier cambio de carga deberá ser suministrado por el área A a través del sistema de transmisión.

De esta manera se establece una relación entre el voltaje en el nodo de carga y la demanda a suministrar. El control de voltaje dependerá del nivel de carga en el sistema de transmisión y de los requerimientos de reactivos de la carga .

Si se realizan corridas de flujos para diferentes valores de carga activa, con un mismo factor de potencia y un voltaje de generación especificado, se obtiene la característica de la fig.5.2

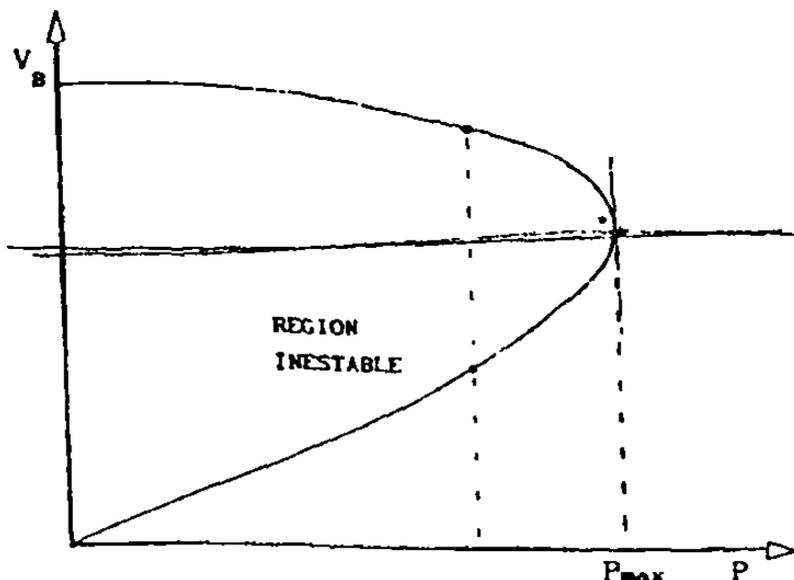


Fig. 5.2. Característica V-P para el sistema básico

En la figura 5.2 se observa que a medida que se incrementa la demanda el voltaje en el nodo de carga se reduce  $\left(\frac{dV_B}{dp} < 0\right)$  y que adicionalmente esta variación es no lineal.

También es importante notar que existe un valor máximo de potencia para el cual es posible controlar el voltaje, en el punto límite.  $\frac{dV_B}{dp} = -\alpha$

Las observaciones anteriores permiten detallar el mecanismo de colapso de voltaje para el sistema estudiado. Así al incrementar el nivel de carga se aumenta también el requerimiento de reactivos, ya que se considera un factor de potencia constante, por lo cual el perfil de voltaje se deteriora al viajar la potencia desde el área A. Por otro lado, para un incremento de carga dado, se tiene un cambio mayor en el voltaje a medida que se incrementa el nivel de demanda. En el límite se tiene un cambio muy grande del voltaje (colapso) al tratar de incrementar la demanda.

La interpretación del comportamiento anterior es que no es posible suministrar la potencia especificada en la carga, y en el intento de tratar de lograrlo el voltaje se colapsa. Si se utilizan ecuaciones, el voltaje en la carga del sistema de la fig.5.2 se puede expresar en función de la impedancia del sistema de transmisión ( $Z_s$ ). No se considera en la ecuación (5.1) el efecto capacitivo en la línea de transmisión .

$$V_B = V_A - Z_S I_B \quad (5.1)$$

Por otro lado, la corriente en la carga ( $I_B$ ) se determina en función de la demanda especificada ( $S_B$ ).

$$I_B = \left( \frac{S_B}{V_B} \right)^* \quad (5.2)$$

El comportamiento de las ecuaciones (5.2) y (5.1) es no-lineal. así al aumentar la demanda,  $I_B$  tiende a aumentar y al mismo tiempo  $V_B$  tiende a disminuir (ec. 5.1) con lo cual la corriente  $I_B$  tiende a aumentar mas (ec. 5.2). Esto causa un ciclo divergente donde el voltaje continúa disminuyendo.

Si se substituye (5.2) en (5.1) se obtiene una función cuadrática para el voltaje.

$$* \quad * \quad * \\ V_B V_B - V_A V_B + Z_S S_B = 0 \quad (5.3)$$

Resolviendo para el voltaje  $V_B$ , en sus componentes real ( $e_B$ ) e imaginaria ( $f_B$ ), se obtiene;

$$f_B = \frac{xP - rQ}{e_A} \quad (5.4)$$

$$e_B = \frac{e_A + \sqrt{e_A^2 - 4(rp + xQ + f_b^2)}}{2} \quad (5.5)$$

para obtener  $F_b$  y  $f_B$  en (5.4) y (5.5) se considera conocido  $e_A$  y las componentes de  $Z_S$  ( $r + jx$ ).

En (5.5) se observa que hay una doble solución para un valor especificado de carga ( $P, Q$ ), una será con un voltaje alto y otra con un voltaje bajo. Esto también se observa en la fig. 5.2 donde para valores de  $P$  menores a  $P_{max}$  existen dos puntos de voltaje que cumplan con los requisitos establecidos. Sin embargo, la región inferior de la curva es inestable ya que el comportamiento es opuesto al esperado. En esta parte cual no se considera una región factible de operación. Además es una solución de bajos voltajes y altas corrientes donde se tendrán pérdidas excesivas.

### 5.3 ESCENARIO TÍPICO DE UN COLAPSO DE VOLTAJE.

Cuando un sistema de poder es sometido a un incremento de demanda de potencia reactiva, seguido de una contingencia del sistema la demanda adicional es reunida por las reservas de potencia reactiva llevadas por los generadores y compensadores. Generalmente hay reservas suficientes y el sistema establece un nivel de voltaje estable. Sin embargo, es posible, debido a una combinación de eventos y condiciones del sistema, que la demanda de potencia reactiva adicional puede llevar al colapso de voltaje, causando una avería mayor en parte o en todo el sistema..

Un escenario típico de un colapso de voltaje puede ser el que sigue

El sistema de Potencia está experimentando condiciones de operación anormales con unidades generadoras grandes cerca de los centros de carga que están fuera de servicio. Como resultado, algunas líneas EHV están fuertemente cargadas y los recursos de potencia reactiva están en un mínimo.

145449

- El efecto disparador es la pérdida de una línea fuertemente cargada que podría causar carga adicional en las restantes líneas adyacentes. Esto podría incrementar las pérdidas de potencia reactiva en las líneas causando una fuerte demanda de reactivos en el sistema.
- Seguido inmediatamente a la pérdida de la línea EHV, habrá una reducción considerable de voltaje en los centros de carga adyacentes debido a la demanda extra de reactivos. Esto podría causar una reducción de carga y teniendo consecuentemente un flujo de poder a través de líneas EHV que tienen un efecto estabilizador. Los generadores AVR's pueden de todas maneras, reestablecer rápidamente voltajes de terminales aumentando la excitación. El flujo de poder reactivo adicional resultante a través de las inductancias asociadas con transformadores del generador y líneas causaría caídas de voltaje aumentada por cada uno de estos elementos. En esta fase, los generadores estarían operando con los límites altos de temperatura en los devanados de campos y de armadura. el gobernador de velocidad regularía frecuencia reduciendo rendimiento de MW.
- La Reducción del nivel de voltaje EHV en centros de carga pueden reflejarse en la distribución del sistema.
- Como resultado con cada operación tap-change el rendimiento reactivo del generador se incrementará. Gradualmente los generadores golpearan sus límites de capacidad de poder reactivo, uno por uno. Cuando el primer generador alcanza su límite de campo de corriente su voltaje podría caer. Al voltaje terminal reducido para un rendimiento del MW fijo, la corriente de la armadura aumentaría. Esto puede limitar el rendimiento reactivo más allá para guardar la armadura actual dentro de los límites aceptables. Su porción de carga reactiva se transferiría a otros generadores en mando de excitación automática, el sistema sería mucho más propenso a la inestabilidad de voltaje.

El proceso eventualmente permitirá el colapso de voltaje, probablemente permita la pérdida de sincronismo de unidades generadores y una corte de carga mayor

## 5.4 CARACTERÍSTICAS GENERALES BASADAS EN INCIDENTES ACTUALES

Ha habido un número de colapsos de voltaje a lo largo del mundo, basados en estos incidentes, el derrumbamiento de voltaje se caracteriza de la siguiente manera:

1.- El evento inicial puede deberse a una variedad de causas: pequeños cambios graduales del sistema, como un incremento natural en la carga del sistema o desórdenes largos repentinos como pérdidas en la unidad generador o líneas fuertemente cargadas. Algunas veces una alteración aparentemente tranquila puede permitir eventos subsecuentes que pueden causar en el futuro un derrumbamiento del sistema.

2.- El corazón del problema es la inhabilidad del sistema para enfrentar sus demandas reactivas. Usualmente, pero no siempre, el colapso de voltaje involucra condiciones del sistema con líneas fuertemente cargadas. Cuando el transporte de poder reactivo de áreas vecinas es difícil, cualquier cambio que requiere apoyo de potencia reactiva adicional puede llevar al colapso de voltaje

3.- El colapso de voltaje generalmente se manifiesta como un lento descenso de voltaje. Es el resultado de un proceso acumulativo que involucra acciones e interacciones de muchos dispositivos, controles y sistemas de protección. El horario de derrumbamiento en tales casos podría estar en el orden de varios minutos. La duración del derrumbamiento dinámico del voltaje en algunas situaciones pueden ser muy cortas. Dichos eventos suelen ser causados por componentes desfavorables de carga como motores de inducción y convertidores. El horario de derrumbamiento en esta clase de inestabilidad de voltaje es la misma que la inestabilidad de un rotor de ángulo.

En muchas situaciones, la distinción entre voltaje e inestabilidad de ángulo puede no ser muy clara, y en algunos aspectos ambos fenómenos pueden existir. Esta forma de inestabilidad de voltaje puede ser analizada por simulaciones de estabilidad convencionales, con tal de que se usen modelos apropiados para representar los dispositivos, particularmente las cargas del motor de inducción, y varios controles y protecciones son asociadas con los generadores y equipo de la transmisión.

4.- El colapso de voltaje es fuertemente influenciado por condiciones y características de sistemas. Los siguientes son factores que contribuyen significativamente a la inestabilidad y derrumbamiento de voltaje.

- Largas distancias entre la generación y la carga
- Acciones de ULTC's durante condiciones de bajo voltaje.
- Características desfavorables de carga
- Falta de coordinación entre diferentes sistemas de control y protección.

5.- El problema de colapso de voltaje puede agravarse por el uso excesivo de condensadores en desviación. La compensación reactiva puede hacerse más efectiva que perjudicial escogiendo una combinación de capacitores de derivación, CEV'S y condensadores posiblemente síncronos.

#### **5.4.1 CLASIFICACIÓN DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE.**

Es de gran ayuda clasificar la estabilidad de voltaje en dos categorías: alteraciones-largas de estabilidad de voltaje y alteraciones-pequeñas de estabilidad de voltaje. Esta clasificación pueden simplificar el desarrollo analítico y su aplicación, y puede producir herramientas que produzcan información complementaria.

La estabilidad de voltaje en Large-disturbances (alteraciones-largas) se preocupa por una habilidad del sistema de controlar voltajes que siguen perturbaciones grandes como fallas del sistema, pérdidas de carga, o pérdidas de generación. La determinación de estas formas de estabilidad requiere examinar la actuación dinámica del sistema por un periodo de tiempo suficiente para capturar las interacciones de tales dispositivos como ULTC'S y limitadores de campo de corriente del generador. Las alteraciones-largas (large-disturbances) pueden ser estudiada usando simulaciones no lineales de tiempo-dominio que incluyen un apropiado modelado.,

Las alteraciones largas de estabilidad de voltaje, puede ser subdividida en transitorios y horarios a largo plazo.

Las alteraciones pequeñas de control de estabilidad se preocupa por una habilidad de los sistemas de controlar voltajes que siguen perturbaciones pequeñas, como cambios

graduales en carga. esta forma de estabilidad puede estudiarse eficazmente con acercamientos del steady-state que usan linearización de las ecuaciones dinámicas del sistema en un punto dado de operación.

Seguida a la alteración los voltajes del sistema no vuelven a su nivel original. Por eso es necesario definir una región de voltaje considerada aceptable. Se dice entonces que el sistema tiene una estabilidad finita dentro de la región especificada de nivel de voltaje.

## **5.5 ASPECTOS DEL ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD DEL VOLTAJE**

El análisis de la estabilidad de voltaje en un sistema eléctrico de potencia, dada una condición de operación, comprende el estudio de aspectos como el valorar la proximidad a la inestabilidad de voltaje y los mecanismos que explican su aparición.

### **5.5.1 PROXIMIDAD A LA INESTABILIDAD DE VOLTAJE**

Por seguridad operativa es deseable conocer qué tan cerca se encuentra el sistema de potencia respecto a una condición de inestabilidad de voltaje. Esto implica determinar un índice o la distancia que separa la condición actual de operación al punto de máxima transferencia de potencia por estabilidad de voltaje.

El índice puede ser medido en términos de cantidades físicas, tales como: el nivel de carga, valores de flujo de potencia activa a través de enlaces críticos, y en función de las reservas de potencia reactiva existentes en el sistema. Así, por ejemplo en el control y la operación del sistema es posible conocer la proximidad a condiciones de inestabilidad de voltaje en función de la máxima transmisión de potencia por estabilidad de voltaje, asociada ésta a los centros de consumo más débiles (con menor soporte de voltaje) del SEP, como lo muestra la fig 5.3

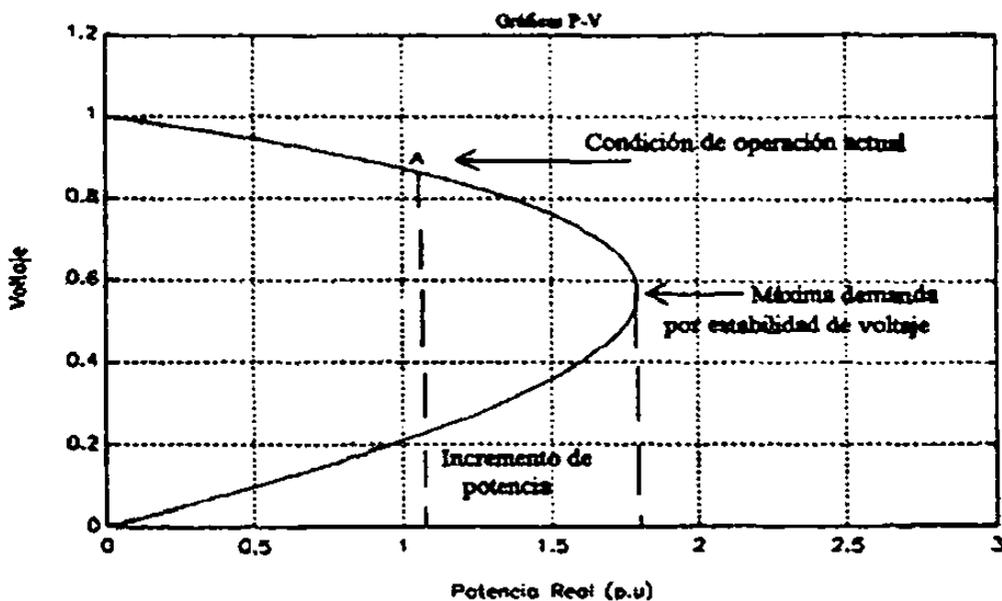


Fig. 5.3. Cálculo de la proximidad a la inestabilidad de voltaje mediante curvas P-V

También se puede conocer la proximidad a la condición de inestabilidad de voltaje en función de la magnitud de las reservas reactivas para un nivel de carga dado, y ante la ocurrencia de ciertas contingencias en el sistema.

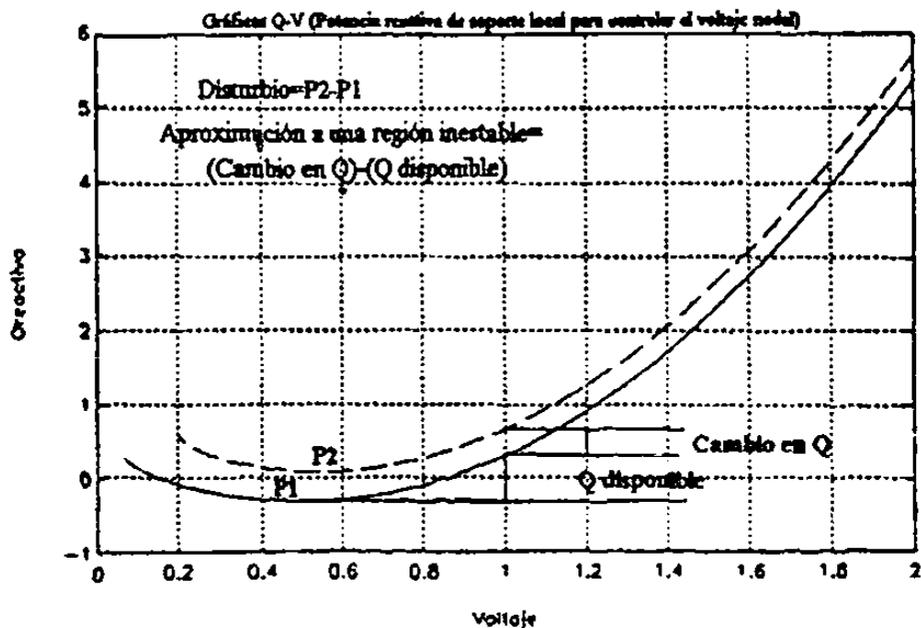


Fig.5.4. Cálculo de la proximidad a la inestabilidad de voltaje mediante curvas Q-V

Como lo muestra la fig.5.4, la proximidad a la inestabilidad de voltaje ante la presencia de una contingencia, en función de las reservas reactivas, se puede calcular como la diferencia aritmética entre las reservas de potencia reactiva disponibles de acuerdo a la condición de operación dada, y el cambio en la potencia reactiva como resultado de la presencia de una contingencia.

### **5.5.2 MECANISMOS DE INESTABILIDAD DE VOLTAJE**

En esta parte del análisis es de interés determinar cómo y porqué se presenta una posible condición de inestabilidad de voltaje; es decir, precisar los factores claves que pueden contribuir a una condición de inestabilidad de voltaje ante una condición de operación dada. También es importante la ubicación de áreas débiles en reactivos/voltaje a lo largo del sistema, así como la identificación de las medidas más efectivas a llevar a cabo para lograr el mejoramiento de la estabilidad del voltaje.

Los diferentes mecanismos de inestabilidad de voltaje son detectados estudiando la cronología de un disturbio en el sistema, mediante simulaciones en el dominio del tiempo, lo cual se conoce como análisis dinámico de la estabilidad de voltaje. En su aplicación se persigue el estudio detallado de condiciones específicas de inestabilidad de voltaje, la coordinación adecuada de dispositivos de control y de las protecciones del sistema, así como la identificación de medidas correctivas que impliquen alcanzar un nuevo punto de equilibrio o de estado estable.

Las características dinámicas del sistema que tiene influencia sobre la estabilidad de voltaje por la presencia de pequeñas perturbaciones lentas. Por lo tanto, el problema puede ser eficientemente analizado mediante el uso de métodos de análisis estático, ya que por medio de estas técnicas se analizan las condiciones que rigen la operación en equilibrio del sistema se lleva a ubicar las áreas débiles, y se identifican por sensibilidad los diferentes factores que influyen en una condición de inestabilidad.

## 5.6 APLICACIÓN DE CEV'S PARA EVITAR COLAPSOS DE VOLTAJE.

Los compensadores estáticos de var's generalmente estan compuestos por capacitores y/o reactores, incluyendo un regulador de voltaje y lógica de control para el disparo de tiristores. La conexión/desconexión de capacitores se realiza en forma discreta mediante el control de tiristores en los períodos de conducción. La conexión de reactores se efectúa en forma controlada variado el ángulo de disparo de los tiristores, logrando de esta forma el control continuo de la corriente en el reactor.

La aplicación de CEV's en redes eléctricas presenta ventajas en los aspectos siguientes:

- Aumenta la cargabilidad de sistemas de transmisión
- Mejoran el límite de estabilidad transitoria
- Mejoran la estabilidad dinámica amortiguando oscilaciones
- Controlan los sobrevoltajes temporales y de estado estable
- Amortiguan oscilaciones subsíncronas
- Permiten la compensación por fases en cargas monofásicas variables
- Mejoran el funcionamiento de terminales convertidoras de CD
- Proporcionan la compensación inductiva necesaria para el recierre monopolar

En la planificación para incorporar CEV'S a un sistema eléctrico de potencia se deben considerar y analizar los siguientes puntos:

- Aplicación principal del CEV.
- Dimencionamiento.
- Tipo
- Localización

Las respuestas a los aspectos anteriores no son obvias o generales. Es necesario enfocarlas al sistema de potencia particular mediante estudios completos considerando distintas condiciones de operación. Los análisis deben incluir:

- Estudios de fallas
- Estudios de flujos de potencia
- Estudios de estabilidad transitoria y dinámica
- Estudios de transitorios y armónicas

Si bien los CEV'S mejoran varios aspectos en la operación es muy importante definir la función primordial para la que se está especificando. De las aplicaciones mencionadas hay tres que son las más relevantes:

- Mejorar la cargabilidad
- Mejorar la estabilidad transitoria
- Mejorar la estabilidad dinámica

## **5.7 COMPORTAMIENTO DE LA CARGA.**

En el problema de colapso de voltaje la carga juega un papel muy importante y su comportamiento puede afectar la respuesta del sistema.

Si se considera el sistema de la Figura fig. 5.1 (5.2 etc.) donde ahora se modifica el factor de potencia de la carga, es posible obtener una familia de características V-P para diferentes valores del factor de potencia. Fig. 5.5

En la Fig. 5.5 se observa que existen diferentes límites de potencia al variar la potencia reactiva de carga. Esto refleja el efecto positivo de compensar la potencia reactiva de la carga en la determinación del límite de transmisión por voltaje. Sin embargo, la interpretación de mayor interés está relacionada con el problema de colapso

de voltaje. Así, si la carga en el Area B por alguna razón cambia de factor de potencia esto podría causar un colapso.

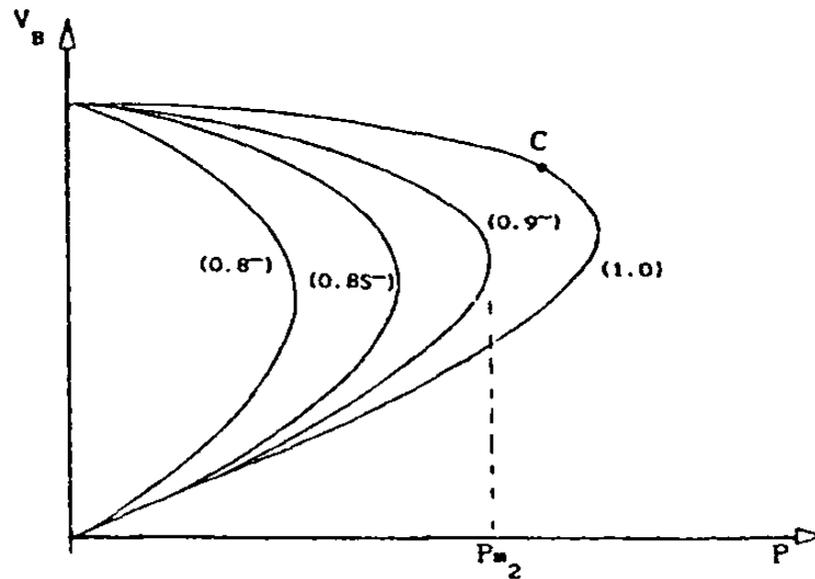


Fig. 5.5. Característica V-P para diferentes factores de potencia

Si el punto de operación en la curva con factor de potencia unitario es C, entonces al pasar a un factor de potencia de 0.9 atrasado no existe intersección entre el valor correspondiente de potencia activa y esta curva, ya que es mayor que el valor máximo ( $P_{m2}$ ). El resultado es un colapso de voltaje.

El cambio de característica puede ser resultado de la pérdida (contingencia) de equipo de compensación para corregir el factor de potencia. Es una condición operativa que debe vigilarse para evitar el colapso.

### 5.7.1. TIPOS DE CARGA

En todos los desarrollos y características presentadas anteriormente se ha considerado una demanda de potencia activa y reactiva constante, es decir independiente de la

magnitud del voltaje en el punto de carga. Lo cual define un comportamiento y una característica de la carga en su interacción con el sistema.

Si la carga es sensible a las variaciones de voltaje, la solución del problema puede ser muy diferente. El modelo general considera un consumo de potencia activa ( $P_0$ ) y potencia reactiva ( $Q_0$ ) al voltaje nominal ( $V_0$ )

En la ecuación (5.3) los exponentes  $\alpha$  Y  $\beta$  dependen del tipo de carga.

La comparación de las características se presenta en la Fig. 5.6. donde se muestra la diferencia entre una carga que se representa como impedancia constante y otra con un consumo de potencia constante.

La conclusión es que el problema de colapso puede que no se presente al tener una demanda variable que es función del voltaje.

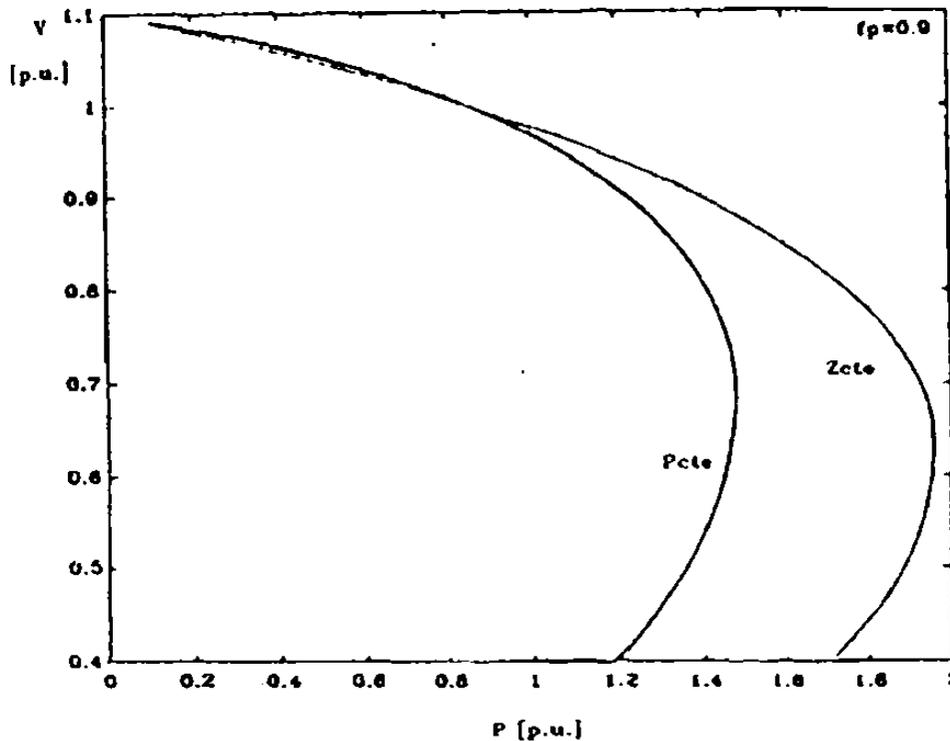


Fig. 5.6. Comparación de características V-P para diferentes tipos de carga.

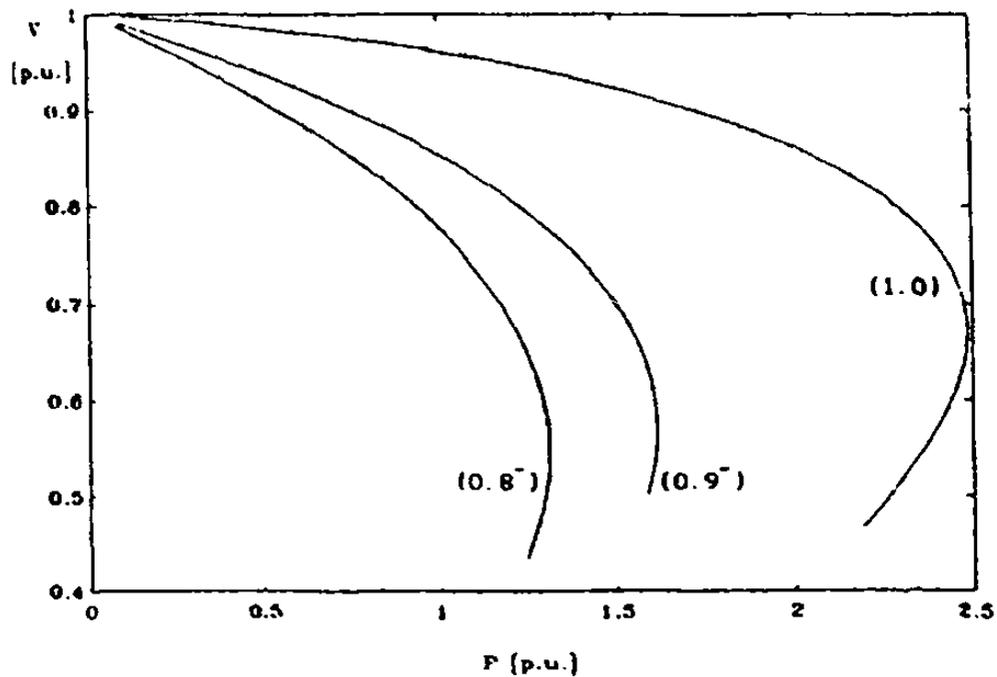


Fig. 5.7 Características V-P para diferentes factores de potencia. Carga modelada como impedancia constante.

El efecto de cambiar el factor de potencia para la carga representada como impedancia se muestra en la Fig. 5.7. Se observa una tendencia similar al de la representación como potencia constante, a medida que el factor de potencia es más atrasado se reduce el límite máximo de transmisión. En este caso la potencia activa en el eje horizontal es la que consume la carga al valor del voltaje indicado.

### 5.7.2. CARACTERÍSTICA Q-V

Otra manera de analizar el comportamiento del sistema es a través de las características Q-V para valores especificados de flujos de potencia activa. Esta representación puede ser más útil ya que permite incluir la compensación de potencia reactiva en la carga, con lo cual hace posible el diseño de estrategias para evitar el colapso de voltaje.

En la Fig 5.8. se presentan características típicas. En estas curvas se integran casos con factor de potencia variable, se muestra el comportamiento de voltaje para diferentes valores de inyección reactiva.

Aquí lo más relevante es que se asocia el problema de voltaje con el consumo o inyección de reactivos de la carga. Se observa que a medida que el nivel de carga activa es más alto se requiere una inyección capacitiva para mantener un nivel de voltaje aceptable.

Esta figura el punto de intersección entre una característica y el eje de voltaje representa un punto de operación con factor de potencia unitario. Se observa que ese punto no existe para algunas características, esto indica que para ese nivel de carga no se puede controlar el voltaje si no hay una inyección de reactivos.

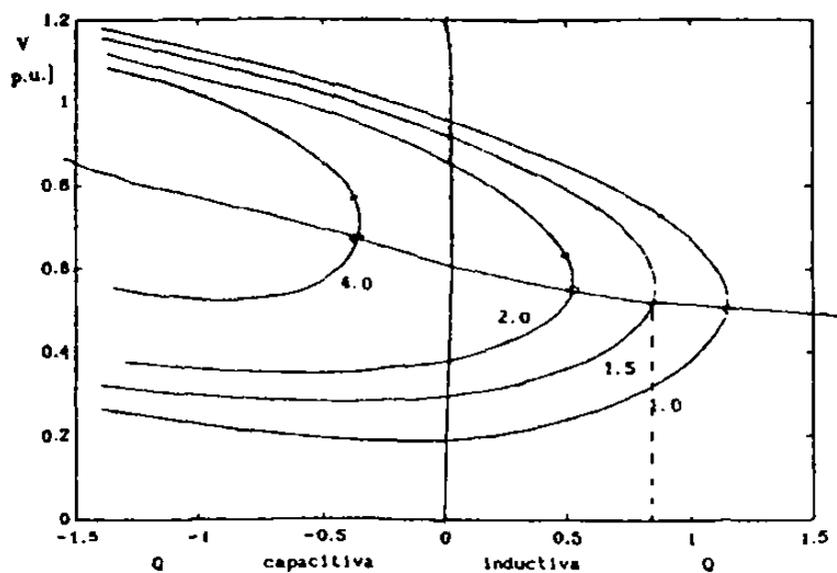


Fig. 5.8. Característica Q-V para diferentes niveles de carga activa.

En la Fig. 5.8. la curva A muestra una reducción de voltaje a medida que las condiciones de operación pasan de un valor de factor de potencia adelantado a valores menores. En la curva B el control de voltaje se tiene para un rango amplio de factores de potencia, incluyendo adelantado, unitario y atrasado.

La inyección reactiva en el eje horizontal de la Fig. 5.8 es una combinación del consumo de reactivos de la carga y la compensación disponible en ese nodo. De esta forma, el colapso de voltaje se puede presentar para diferentes niveles de demanda de potencia activa dependiendo del consumo de potencia reactiva.

Matemáticamente el cambio de voltaje al tener una variación de carga reactiva tiende a tener valores muy altos al acercarse al punto de colapso.

$$\frac{dV}{dQ} = -\infty$$

## **5.8 PREVENCIÓN DEL COLAPSO DE VOLTAJE.**

Esta sección identifica el proyecto del sistema y las medidas de operación que pueden ser tomadas para prevenir colapsos de voltaje.

### **5.8.1 APLICACIÓN DE DISPOSITIVOS DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA**

Los márgenes de estabilidad adecuados deben ser asegurados mediante la selección apropiada de esquemas de compensación. La selección de los tamaños, valores y dispositivos de la compensación deben de basarse en un estudio detallado que cubra condiciones mas importantes del sistema para que este opere satisfactoriamente.

El criterio basado en un máximo voltaje aceptable siguiente a una contingencia no es a menudo satisfactorio desde el punto de vista de estabilidad de voltaje. el margen de estabilidad debe ser basado en las distancias a inestabilidad de los MW y MVAR'S Es importante para reconocer áreas de control de voltaje y los límites de la transmisión débiles en esta estimación.

## **5.8.2 CONTROL DE VOLTAJE EN LA RED Y GENERADOR DE POTENCIA REACTIVA.**

La carga de compensación de un generador AVR regula voltaje en el lado de alta tensión, o a medio camino a través de el transformador elevador. En muchas situaciones esto tiene un efecto benéfico en estabilidad de voltaje moviendo el punto de voltaje constante eléctricamente más cerca a las cargas.

Alternativamente, el mando de excitación exterior secundario del generador puede usarse para regular el voltaje lateral de la red. Esto debe ser mucho más lento que la regulación normal de generador el voltaje terminal para minimizar interacción adversa de los dos mandos. Un tiempo de la respuesta de aproximadamente 10 segundos es normalmente adecuado para el control de un circuito exterior.

Varias empresas están desarrollando esquemas especiales para el control de voltajes de la red y potencia reactiva.

## **5.8.3 COORDINACIÓN DE CONTROL Y PROTECCIÓN.**

Uno de las causas de colapso de voltaje es la falta de coordinación entre los controles y protecciones del equipo y los requisitos de sistema de potencia. Debe asegurarse una coordinación adecuada basada en estudios de simulación dinámicos.

Donde quiera que sea posible, deben mantenerse medidas del mando adecuadas (automáticas o manuales) relevando la condición de la carga excesiva antes de aislar a el equipo del sistema.

## **5.8.4 CONTROL DE TRANSFORMADORES CON CAMBIADOR DE TAP BAJO CARGA (ULTC)**

Los Transformadores con cambiador de tap bajo carga pueden controlarse local o centralmente, para reducir el riesgo de colapso de voltaje. Muchas empresas están utilizando este esquema.

Hay potencial para la aplicación de ULTC mejorando estrategias de control. Deben desarrollarse tales estrategias basados en un conocimiento de la carga y características de sistema de distribución.

Un microprocesador ULTC controla y ofrece flexibilidad casi ilimitada por llevar a cabo estrategias de control de ULTC's para tomar ventaja de las características de carga.

Por otro lado, donde mantener los voltaje secundarios es beneficioso, los controles ULTC deben ser aplicados. Existe incluso una posibilidad de aumentar los voltajes ligeramente arriba de lo normal. La mejor estrategia depende de las características del sistema específico.

### **5.8.5 MARGEN DE ESTABILIDAD.**

El sistema debe operarse con un margen adecuado de estabilidad de voltaje mediante la planificación apropiada de recursos de poder reactivo y perfil de voltaje. No hay ninguna pauta ampliamente aceptada en la actualidad para la selección del grado de dicho margen ni de los parámetros a ser usados por el sistema como índices.

Si el margen requerido no puede ser reunido usando recursos de poder reactivo disponibles y medios de mando de voltaje, puede ser necesario limitar las transmisiones de poder para poner en marcha unidades generadoras adicionales para proporcionar apoyo de voltaje a las áreas críticas

### **5.8.6 RESERVA OSCILANTE.**

Una adecuada reserva de poder oscilante debe ser asegurada por generadores operantes si es necesario, en excitación, moderación y baja excitación y cambios en los condensadores de desviación para mantener el voltaje. La reserva requerida de ser identificada y mantenida en cada área de control de voltaje.

### **5.8.7 ACCIONES DE LOS OPERADORES.**

Los operadores deben de estar preparados para reconocer síntomas relacionados con estabilidad, tomar las soluciones apropiadas tales como control de transferencia de potencia y voltaje y como último recurso el tiro de carga. Las estrategias de operación que previenen el colapso de voltaje deber ser establecidas. El monitoreo y análisis para identificar problemas potenciales de estabilidad de voltaje pueden ser invaluable en lo referente al tema

## 5.9 RESUMEN.

En este capítulo se ha presentado de una manera breve y concreta el problema de colapso de voltaje, identificando claramente el escenario de un colapso de voltaje, y las causas que nos llevarían a tener una inestabilidad de voltaje, así como la secuencia de eventos que originan un deterioro en el perfil de voltaje llevando a un Sistema Eléctrico de Potencia a un colapso de voltaje, también se identifica claramente una condición ó proximidad de un Sistema Eléctrico de Potencia a la inestabilidad de potencia en donde se identifican los términos de valor de carga, valores de flujos de potencia activa a través de los enlaces y las reservas de potencia reactiva.

También se menciona la aplicación de dispositivos de compensación de potencia reactiva, así como el comportamiento de la carga y tipos de carga, se presenta como parte importante del problema un esquema de prevención para evitar que un sistema de potencia que atrapado en un colapso de voltaje.

# CAPÍTULO 6

## TÉCNICAS DE SOLUCIÓN

### 6.1. INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se analiza la herramienta utilizada en la actualidad para el estudio de Sistemas Eléctricos de Potencia. El Simulador Interactivo de Sistemas de Potencia (SISP). Se presentan las características relevantes y las guías para la utilización del SISP. Desarrollado por el personal del Departamento de Investigación y Desarrollo del Centro Nacional de Control de Energía de la Comisión Federal de Electricidad de México.

El SISP, es de gran utilidad desde el punto de vista de operación y planeación del sistema eléctrico, es importante identificar los problemas y limitaciones más importantes para operar en forma económica y segura. En estudios de planeación las alternativas para analizar son grandes, debido al crecimiento de la demanda año con año, y a que las condiciones operativas son distintas en el periodo del año que se analiza. En la evaluación de la seguridad operativa existen diferentes tipos de estudio debido a las diferentes perturbaciones posibles y por la ubicación de las mismas.

El objetivo global del simulador SISP, es proporcionar un apoyo sólido para evaluar la seguridad operativa del sistema eléctrico y crear estrategias que se apliquen en el sistema eléctrico a lo largo de las diferentes temporadas del año; así como diseñar

estrategias para operar con un alto nivel de seguridad en forma continua, minimizando la operación en estado de emergencia.

## 6.2. ESTRUCTURA DEL SIMULADOR.

El simulador SISP incluye los siguientes modelos:

- Estudio de flujos de potencia (FLUJOS)
- Estudio de Fallas (FALLAS)
- Estudio de estabilidad en el dominio del tiempo (ESTABI)
- Estudio de estabilidad en el dominio de la frecuencia (DINAMI)
- Determinación de parámetros de líneas de transmisión (PARLIN)

Cada modelo permite realizar una función de análisis y está diseñada en forma independiente mediante módulos o actividades que permitan secuencias de ejecución flexibles y eficientes.

La comunicación entre módulos computacionales se efectúa a través de archivos o de información en memoria para facilitar la interacción o el almacenamiento de resultados.

En la figura 6.1 se presenta un diagrama esquemático de las funciones de análisis integradas en el simulador SISP.

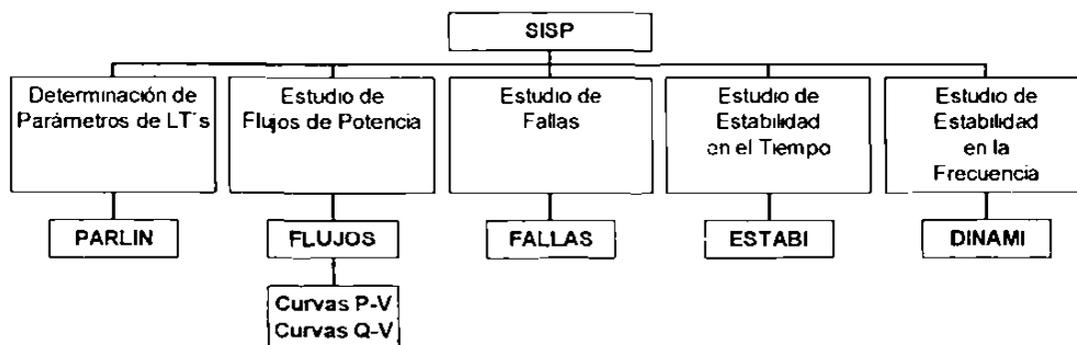


Figura 6.1. Estructura General del Simulador Interactivo de Sistemas de Potencia.

## 6.3. DESCRIPCIÓN DE FUNCIONES

### 6.3.1. ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA.

Este modelo permite efectuar el análisis en estado estable de un sistema eléctrico de potencia. Las facilidades disponible en el modelo permiten realizar las actividades siguientes:

- Identificación de islas eléctricas.
- Solución automática para cada isla.
- Selección automática de nodos compensadores.
- Identificación de áreas y subáreas en el sistema.
- Manejo de límites de potencia reactiva en generadores.
- Inclusión de restricciones de intercambio de potencia activa entre áreas del sistema.
- Control remoto de voltaje en nodos de carga mediante taps de transformadores.
- Control remoto de voltaje en nodos de carga mediante voltajes de generación.
- Modelado de transformadores defasadores para el control de potencia activa.
- Realizar cambios en forma interactiva para la formación de nuevos casos.
- Flujos lineales “de corriente directa” (P- $\delta$ ) para el análisis de sistemas con problemas de convergencia.
- Reportes de parámetros y condiciones de operación.
- Reportes de resultados tabulares con diferentes niveles de detalle.
- Reportes de violaciones en variables de interés.
- Preparar archivos de condiciones iniciales para estudios de fallas y estabilidad.
- Editar archivos mediante el uso de banderas lógicas.

En la figura 6.2. se presenta un diagrama esquemático de los módulos principales del modelo **FLUJOS**.

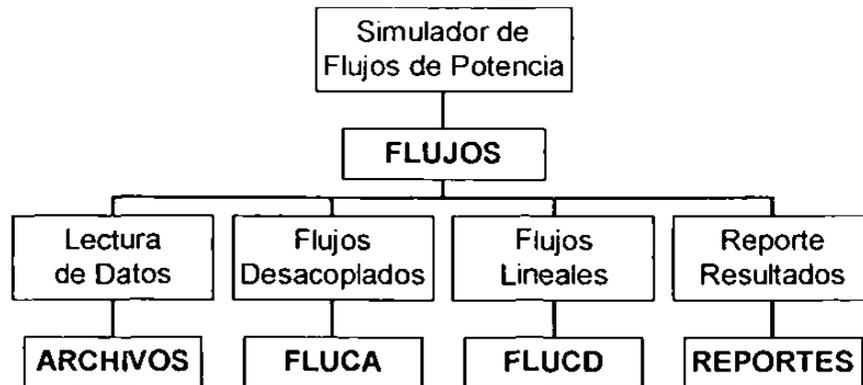


Figura 6.2. Diagrama Esquemático del Modelo **FLUJOS**

### 6.3.2. ESTUDIO DE FALLAS

Este modelo permite analizar el comportamiento de voltajes y corrientes en el sistema como resultado de la ocurrencia de fallas en algún punto de la red eléctrica. Las facilidades disponibles en este modelo permite realizar las siguientes actividades

- Efectuar estudios incluyendo condiciones de prefalla
- Evaluar el efecto de diferentes tipos de falla (paralelo y serie)
- Modelar fallas en diferentes fases (a,b,c)
- Inclusión automática del defasamiento causado por la conexión de transformadores.
- Modelación de efectos mutuos en líneas de transmisión en la red de secuencia cero.
- Obtención de niveles de corto circuito trifásicos y monofásicos.
- Cálculo de la impedancia equivalente de las redes de secuencia negativa y cero, vistas desde la secuencia positiva en el punto de falla.
- Modelación de protecciones de distancia y sobrecorriente.

En la Figura 6.3. se presenta un diagrama esquemático de las actividades principales en el modelo FALLAS.

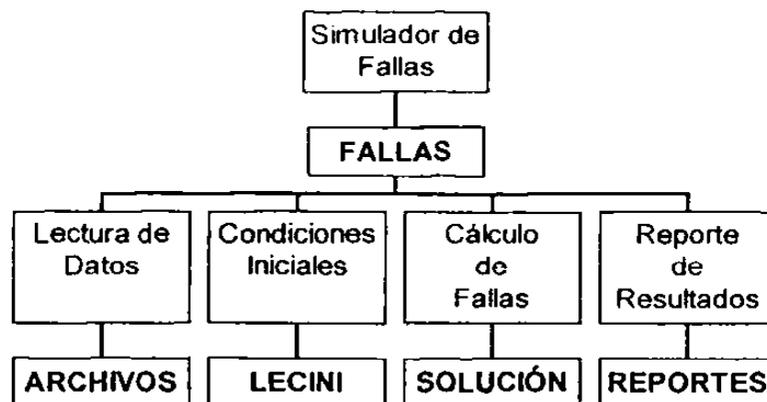


Figura 6.3. Diagrama Esquemático del Modelo FALLAS

### 6.3.3. ESTUDIO DE ESTABILIDAD EN EL DOMINIO DEL TIEMPO

Este modelo permite evaluar el comportamiento dinámico del sistema ante diversos tipos de perturbaciones. Es un modelo completo que integra la dinámica de generadores y sus controles, obteniendo la respuesta en el tiempo de diversas variables eléctricas y mecánicas para evaluar la estabilidad del sistema.

El modelo fue diseñado para realizar diversos tipos de estudios mediante la selección adecuada de parámetros. Así es posible evaluar la respuesta transitoria de primera oscilación, el comportamiento dinámico de oscilaciones de potencia, y también permite evaluar la dinámica de la frecuencia al ocurrir una pérdida de generación.

Las facilidades disponibles en el modelo permiten realizar las actividades siguientes:

- Utilización de archivos de condiciones iniciales

- Modelación de generadores con diversos grado de complejidad
- Modelación de compensadores estáticos de potencia reactiva.
- Representación de la carga en forma individual mediante una combinación de representaciones típicas.
- Modelación de sistemas de excitación mediante modelos tipos IEEE.
- Representación de sistemas de estabilización para evaluar su efecto en el amortiguamiento de oscilaciones.
- Modelación de sistemas de gobernación de velocidad.
- Inclusión de protecciones de distancia para evaluar su funcionamiento ante oscilaciones de potencia.
- Modelación de relés de corte de carga por baja frecuencia.
- Resultado gráficos y tabulares en pantalla de variables eléctricas y mecánicas.

En la Figura 6.4 se presenta un diagrama esquemático del modelo **ESTABI**.

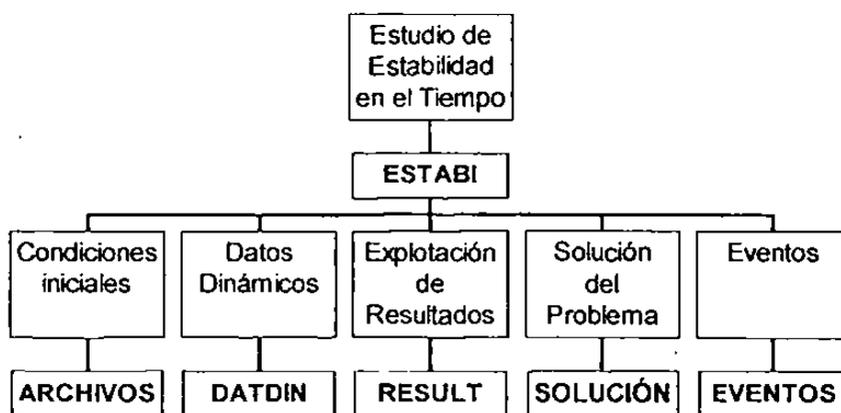


Figura 6.4. Diagrama Esquemático de Actividades del Modelo **ESTABI**.

#### **6.3.4. ESTUDIO DE ESTABILIDAD EN EL DOMINIO DE LA FRECUENCIA.**

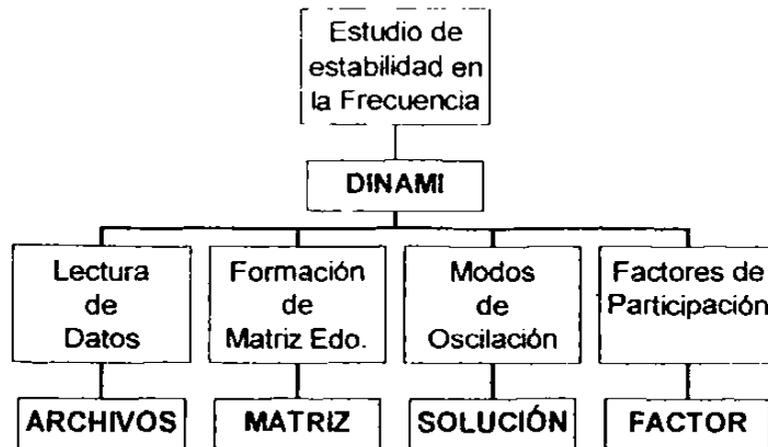
Este modelo permite evaluar el comportamiento dinámico del sistema, ante pequeñas perturbaciones, mediante la caracterización de la respuesta a través de frecuencias de oscilación y el amortiguamiento correspondiente a cada modo de oscilación.

La herramienta permite complementar los resultados de simulaciones en el tiempo, facilitando los procedimientos para lograr la estabilización del sistema a través de sistemas de control.

Las facilidades disponibles en el modelo permiten realizar las actividades siguientes:

- Obtener las frecuencias de oscilación correspondientes a los modos de oscilación electromecánicos de los rotores
- Determinar el amortiguamiento correspondiente a cada modo de oscilación
- Calcular los factores de participación de generadores y controles en cada modo de oscilación.
- Determinar los vectores característicos derechos para cada modo de oscilación.
- Modelación de generadores y controles con diverso grado de detalle
- Representación de Estabilizadores de Sistemas de Potencia (PSS) para el control de oscilaciones.

En la Figura 6.5. se presenta un diagrama esquemático del modelo **DINAMI**.



En la Figura 6.5 Diagrama esquemático del modelo **DINAMI**.

### 6.3.5. DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

El modelo **PARLIN** permite calcular los parámetros eléctricos de líneas de transmisión para ser utilizados en estudios de flujos, fallas y estabilidad. Las facilidades disponibles en el modelo permiten realizar las actividades siguiente:

- Cálculo del efecto inductivo serie
- Determinación del efecto capacitivo paralelo
- Parámetros en componentes de fase
- Parámetros en componentes de secuencia
- Resultados en p.u.
- Resultados en unidades reales
- Determinación del circuito equivalente con parámetros concentrados
- Modelado de grupos .

En la Figura 6.6. se presenta un diagrama esquemático del modelo **PARLIN**.

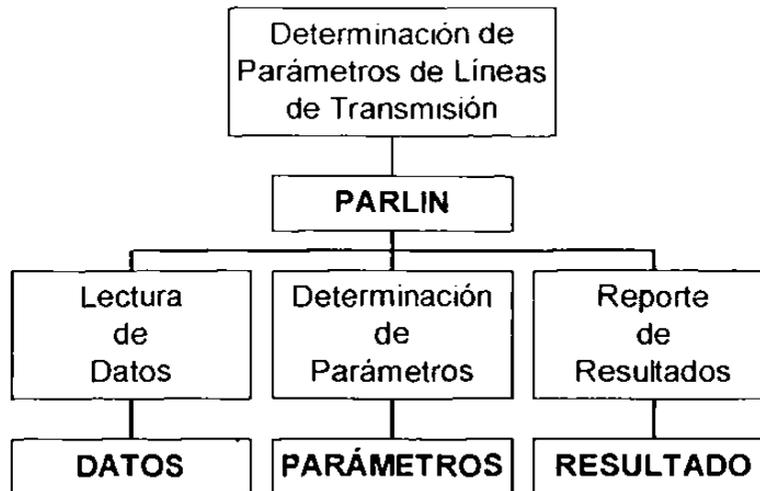


Figura 6.6. Diagrama Esquemático de Actividades del Modelo **PARLIN**.

#### 6.4. MANEJO DEL MODELO FLUJOS DE POTENCIA.

El Modelo FLUJOS del Simulador Interactivo de Sistemas de Potencia (SISP) permite realizar el análisis en estado estable de una red eléctrica.

Siendo el estudio de Flujos de Potencia una aplicación básica en el análisis de sistemas de potencia, el modelo se ha diseñado para servir de enlace con otras aplicaciones, tales como: el Análisis de Fallas y los Estudios de Estabilidad Transitoria y Dinámica.

El modelo FLUJOS puede realizar el cálculo para obtener las características necesarias para la construcción de curvas P-V y Q-V, indispensables en un gran número de estudios, para desarrollar estrategias operativas que nos ayuden a operar el sistema Eléctrico de Potencia en una región estable y a su vez nos permita explotar al máximo su capacidad de generación y transmisión de Potencia.

### 6.4.1. ACTIVIDADES.

El modelo se accesa desde el encadenador principal del simulador SISP mediante el comando **FLUJOS**. Por medio de la interfaz interactiva, el modelo permite realizar las actividades siguientes:

- Archivos
- Cambios
- Solución
- Reportes
- Ayuda

Al accesar la interfaz, sólo encontrarán en operación las actividades **Archivos** y **Ayuda**. Las otras opciones se ponen en operación al avanzar en las secuencias de ejecución.

### 6.4.2. ARCHIVOS

Este módulo permite la entrada de datos al modelo a través de un archivo de datos. Este archivo puede ser formado por cualquier editor de archivos de texto de la computadora, contiene la información de la topología y las condiciones de demanda y generación para el sistema en estudio.

De este módulo se despliega un menú con las siguientes opciones

- Leer Datos
- Grabar resultados
- Imprimir resultados
- Editar datos
- Salir

Al inicio de un estudio sólo se podrán leer o editar archivos de datos. Posteriormente se activan las funciones de grabar e imprimir resultados

Cuando se solicitan las funciones de lectura, editar y grabar, se presenta una ventana de diálogo donde aparecen los archivos que se pueden manipular. Las operaciones disponibles son:

Nombre	nombre del archivo elegido
Open	Abrir archivo
Cancel	Cancelar la lectura, edición o grabado
Files	Archivos posibles a elegir

### 6.4.3. CAMBIOS

Esta actividad permite modificar el caso de estudio sin modificar el archivo primario. Cuando se entra por primera vez se debe elegir el tipo de cambios que se desean. Estos puede acumularse sobre el caso anterior, o realizarse sobre el archivo base; cuando se elige el primer tipo, los cambios realizados con anterioridad se conservan. Con el segundo tipo de cambios, siempre se lee el archivo base y los cambios se realizan a partir de este archivo

Una vez seleccionado el tipo de cambio deseado, es posible realizar cambios a:

- Generadores
- Cargas
- Topología
- Valores límite
- Taps dinámicos
- Control de voltaje con taps
- Líneas de interconexión
- Intercambios
- Nodos reguladores
- Transformadores defasadores

### 6.4.3.1 CAMBIOS EN GENERADORES.

Las variables eléctricas cuyo valor se puede cambiar en esta opción son:

- |  |
|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Potencia generada</li> <li>• Potencia reactiva máxima</li> <li>• Potencia reactiva mínima</li> <li>• Voltaje de generación</li> </ul> |
|--|

Si se desea modificar una variable en todas las unidades de una planta, no es necesario proporcionar los nombres de todos los generadores, sino solamente activar la función

- Todas las unidades en alta

Al entrar la opción se debe especificar el nombre del generador y enseguida la variable o tipo de cambio deseado.

El cambio de valor numérico se realiza mediante la función **Aceptar**, una vez que se ha establecido el nombre, el tipo de cambio y si es en todas las unidades de la planta.

### 6.4.3.2 CAMBIOS EN CARGAS

Los valores de potencia activa y reactiva en cargas se pueden cambiar con esta opción. Los tipos de cambio disponibles son:

- |  |  |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Nodos</li> <li>• Global</li> <li>• Area</li> <li>• Subárea</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Uno a uno</li> <li>Todos los nodos de carga del sistema</li> <li>Nodos de un área dada</li> <li>Nodos de una subárea</li> </ul> |
|--|--|

El cambio se puede realizar de las siguientes maneras:

- En por ciento (P y Q a la vez)
- FP (cambio de Q, P es fija)
- P y Q (valores nodales)

A menos que el cambio sea global, se deberá especificar el nombre del nodo, área o subárea.

Habiendo fijado el tipo de cambio, la forma, el nodo, área o subárea, el cambio se realiza con la función **Aceptar**.

### 6.4.3.3 CAMBIOS EN LA TOPOLOGÍA

Por medio de esta opción es posible realizar los siguientes tipos de cambios:

- Salida de líneas
- Reconexión de ramas
- Salida de generadores
- Reconexión de generadores
- Modificar elementos en derivación
- Desconexión de elementos en derivación
- Reconexión de elementos en derivación
- Cambios en taps de transformadores

Una vez que se especifica el elemento donde se hará el cambio, éste se activa con la función **Aceptar**.

#### 6.4.3.4 CAMBIOS EN LÍMITES DE LÍNEAS Y NODOS.

Mediante esta actividad se pueden modificar los valores iniciales de los límites fijados para voltajes en nodos y flujos de potencia en líneas. Los tipos de cambio disponibles son:

- Modificar límites de voltaje
- Cambiar el lugar de medición (envío-recepción)
- Modificar límites de MVA
- Modificar límites de MW
- Modificar límites de Amperes

Una vez seleccionado el tipo de cambio y el nombre del nodo o línea donde se realizará, se utiliza la función **Aceptar** para efectuar la modificación.

#### 6.4.3.5 CAMBIOS EN TAPS DINAMICOS.

Esta actividad se utiliza para realizar cambios en transformadores con cambiador automático de tap bajo carga. Los posibles cambios a realizar son los siguientes:

- Modificar tap máximo
- Modificar tap mínimo
- Modificar incremento del tap

Para realizar el cambio se debe elegir previamente el tipo de cambio y el nombre del transformador, la modificación se activa mediante la función **Aceptar**.

#### **6.4.3.6 CAMBIOS EN NODOS CON CONTROL DE VOLTAJE MEDIANTE TAPS**

Esta opción se realiza en combinación con la información presentada en la sección E). Dado un transformador con cambio automático de tap bajo carga, que controla el voltaje de un nodo determinado, se pueden modificar las siguientes variables:

- Voltaje a controlar
- Factor de sensibilidad
- Cambiar Transformador

Las dos primeras son variables numéricas. Para ejecutar el tercer tipo de cambio es necesario que existan dos o más transformadores con cambiador automático definidos en el archivo original.

La función **Aceptar** se utiliza para realizar cambios.

#### **6.4.3.7 CAMBIOS EN EL CONTROL DE VOLTAJE CON GENERADORES.**

Esta opción permite realizar cambios en nodos cuyo voltaje es controlado con generadores remotos. Se pueden efectuar cambios en las siguientes variables:

- Voltaje a controlar
- Factor de sensibilidad
- Cambiar generador

Para realizar el cambio sólo es necesario que el nódo especificado esté asociado, en el archivo de datos original, con al menos un generador para controlar el voltaje.

#### **6.4.3.8 CAMBIOS EN LINEAS DE INTERCONEXIÓN**

En esta opción es posible realizar cambios en :

- Lugar de medición
- Flujo máximo

El lugar de medición se puede seleccionar en cualquiera de los nodos extremos de la línea de interconexión. Debe señalarse que el control de intercambios se desactivará cuando el flujo en la línea excede el límite especificado

#### **6.4.3.9 CAMBIOS EN INTERCAMBIOS.**

En esta opción se puede cambiar el valor del flujo neto que entra ( - ) o sale ( + ) del área

- Flujo neto

Inicialmente se selecciona el nombre del área deseada y posteriormente el valor del flujo neto.

#### **6.4.3.10 CAMBIOS EN NODOS REGULADORES**

Para cada área de intercambio es posible efectuar los siguientes tipos de cambios:

- Factor de ponderación
- Factor de sensibilidad
- Generador regulador

Los factores de ponderación y sensibilidad afectan la manera en que los generadores reguladores contribuyen en el control de intercambios.

Esta opción permite cambiar un generador regulador por cualquier otro del área de interés. Los nombres de los generadores reguladores proporcionados en esta opción deberán estar definidos como nodos reguladores en el archivo primario de datos.

#### **6.4.3.11 CAMBIOS EN TRANSFORMADORES DEFASADORES**

Con esta opción se puede especificar el ángulo de defasamiento deseado para cualquier transformador del sistema.

#### **6.4.4. SOLUCIÓN.**

Esta actividad se accesa al oprimir simultáneamente las teclas < ALT – O >. Las opciones disponibles son:

- Flujos C.A
- Flujos C.D
- Cambios a la corrida
- Curvas P-V
- Curvas Q-V

#### **6.4.5. REPORTE.**

Esta actividad se accesa normalmente después que se completa el estudio de Flujos de C.A., o C.D. Los reportes disponibles son:

- Flujos de potencia
- Parámetros
- Resumidos
- Pérdidas
- Violaciones
- Reporte del archivo primario

Si no se ha efectuado la solución de flujos (C.A. ó C.D.) sólo estará disponible la opción **Reporte del archivo primario**. Las otras opciones se activan únicamente al resolver el estudio de Flujos.

Después de coompletar una solución de flujos de C.D. se dispone a través de la interfaz, de los siguientes reportes:

- Reporte de flujos
- Reportes de violaciones de ángulo

La opción **Reportes de Flujos** presente el flujo de potencia real y la diferencia angular en todas las ramas del sistema

En el segundo tipo de reporte, el usuario proporciona un valor de diferencia angular (en grados) y el programa lista todas aquellas ramas cuya diferencia angular excede de este valor.

#### **6.4.6. ENTRADA DE INFORMACIÓN.**

A continuación se presentan los formatos usados por el programa en la lectura del archivo primario. Para cada tipo de dato se incluye :

- a) el nombre
- b) formato
- c) descripción de cada variable
- d) columna donde se ubica el dato.

Todos los números enteros se ajustan hacia la derecha y los alfanuméricos a la izquierda. Los campos de punto flotante requieren punto decimal. La única restricción en

número de punto flotante es que se ubiquen dentro del campo especificado. El número de decimales proporcionados no es restrictivo.

El archivo primario de datos está formado por las siguientes secciones:

- Descripción del caso de estudio
- Nombre de las áreas
- Datos nodales
- Datos de generadores
- Datos de líneas y transformadores
- Elementos en derivación
- Transformadores con cambio de tap bajo carga
- Nodos con control de voltaje mediante taps de transformadores
- Nodos con control de voltaje mediante voltajes de generación.
- Líneas de interconexión y puntos de medición.
- Intercambio de potencia activa entre áreas
- Nodos reguladores /áreas

A excepción de las dos primeras secciones, cada nueva sección de datos se anuncia mediante la línea de cambio de información. Esta línea contiene la etiqueta "FIN", ubicada a partir de la columna tres.

#### **6.4.7. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.**

Existen varias opciones en el reporte de resultados del estudio de flujos:

- Reporte completo
- Reporte de subárea
- Reporte por nodo
- Reporte por área
- Reporte de interconexiones

Cuando no existe convergencia en la solución, el reporte nodal incluye una indicación del DESAJUSTE en los nodos donde la desviación nodal de potencia exceda 0.5. MW. El reporte presenta, además de la indicación de desajuste, las desviaciones de potencia activa y reactiva en ese nodo.

Es importante mencionar que los reportes por área y subárea requieren la identificación correspondiente de los nodos de interés en el archivo primario de datos.

En todos los reportes se incluye siempre la identificación del caso de estudio que se especifica en el archivo primario de datos

Adicionalmente a los reportes de flujos, el modelo permite obtener, para una mejor documentación de los estudios, los siguientes reportes:

- Reportes de parámetros
- Reportes Resumidos
- Reporte de violaciones
- Reporte de pérdidas

El reporte de parámetros es representado en forma tabular. A opción del usuario se presenta el reporte completo de todo el sistema o a nivel de nodo. El reporte incluye los valores de resistencia, reactancia serie, susceptancia en derivación, valor del tap para cada transformador y una lista de los elementos en derivación.

Dentro de los reportes resumidos se incluyen:

- Reportes de generadores
- Reportes de parámetros
- Reportes de nodos
- Reportes de islas

El reporte de generadores incluye el voltaje (magnitud y ángulo), potencia generada y límites de reactivos para cada unidad generadora en el sistema.

El reporte nodal presente el voltaje (magnitud y ángulo de fase) y la potencia de carga en cada nodo de la red.

El reporte de violaciones, incluye la lista de las ramas que excedan algún valor límite establecido de MW, MVAR o Amperes.

El reporte por islas presenta un resúmen de potencia de carga y generación y pérdidas, para todas las islas eléctricas en el sistema. Se incluye también el reporte a nivel de áreas.

En el reporte de pérdidas, el usuario tiene las siguientes opciones disponibles:

- Reporte completo
- Reporte por área
- Reporte por subárea
- Reporte por elemento

### 6.4.8. SECUENCIAS DE EJECUCIÓN

Si se presenta las secuencias de ejecución típicas en la utilización del modelo de **FLUJOS**. Se indican las condiciones de aplicación en cada caso

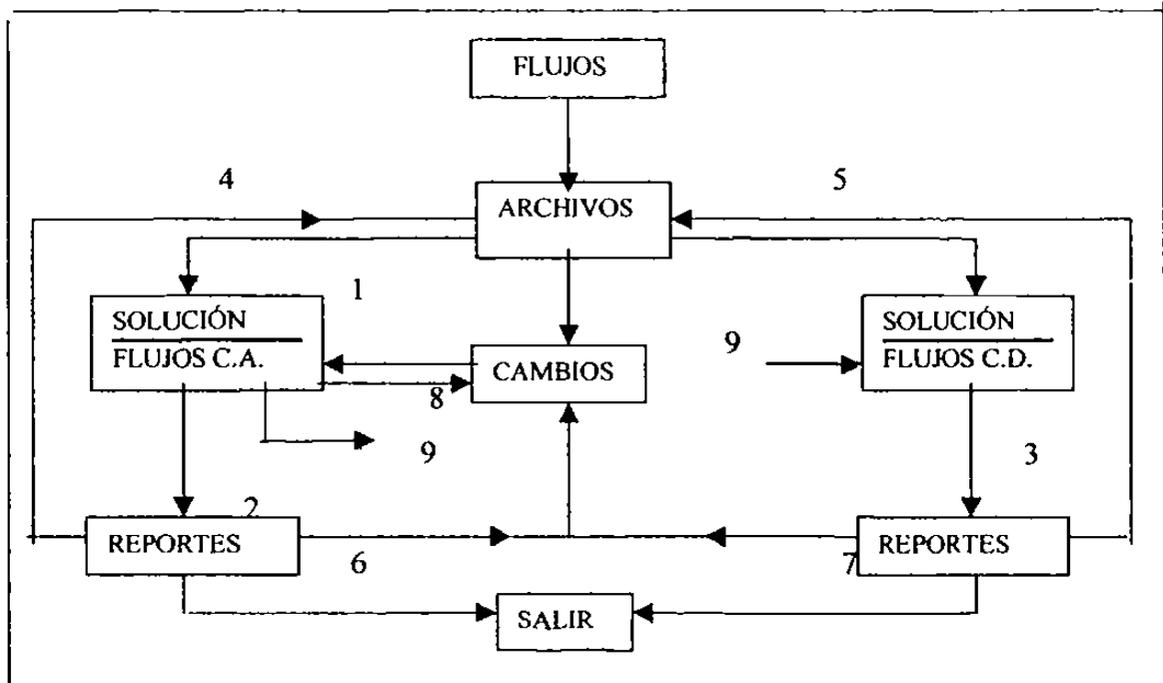


Figura 6.7. Secuencia de ejecución del modelo **FLUJOS**.

1. Se inicia el estudio de flujo de potencia con archivo de datos previamente creado.
2. Se realiza un estudio de flujos de C.A. completo.
3. Se efectúa un estudio de flujos lineal de potencia activa.
- 4-5. Se decide realizar el estudio con otros datos
- 6-7. Después de observar los resultados del estudio se decide modificar algunos datos.
8. Al tener problemas de convergencia, se decide hacer cambios en los datos.

- 9 Por problemas de convergencia se decide efectuar un estudio de flujos de potencia activa.
- 10 A partir de un caso base conocido el estudio se inicia modificando datos.

## 6.5. EJEMPLOS

### 6.5.1. EJEMPLO DE APLICACIÓN DE SIMULADOR INTERACTIVO DE SISTEMAS DE POTENCIA.

Ejemplo: Establecer el valor de inyección de flujo de potencia hacia la zona metropolitana de Monterrey, a través de curva P-V y evaluación de reserva reactiva con la curva Q-V.

En la siguiente figura se presentan flujos de potencia de la zona metropolitana para el caso de demanda máxima.

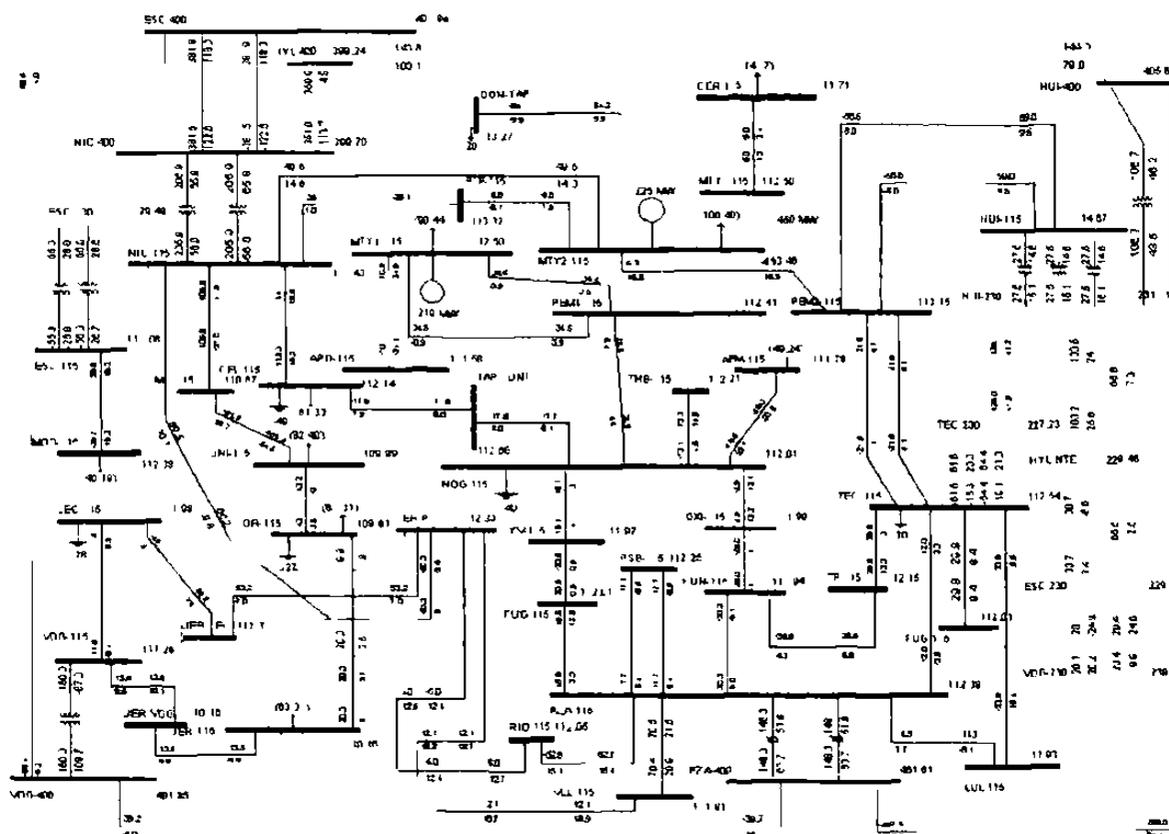


Fig. 6.8. Flujos de potencia para la zona metropolitana, para el caso de demanda máxima

En la Figura 6.8. se puede apreciar la inyección de potencia activa y potencia reactiva a la zona metropolitana para el caso de tener la red actual y completa.

Se puede apreciar en la zona de 115 KV., voltajes con un valor inestable, como en los nodos de:

PZA	112.39 KV.
TEC	112.54 KV
VDG	111.25 KV
JER	110.16 KV
JEP	112.33 KV
MTY	112.50 KV
MTY	113.46 KV
NIC	113.43 KV

Tabla 1. Tabla de voltajes en nodos principales en la red de 115 KV.

En la tabla 2 se puede apreciar las condiciones que se tenían en ese momento en las unidades de generación que comprenden a la zona metropolitana, lo cual nos da una idea de las condiciones del sistema eléctrico de potencia en el momento analizado

En la tabla de referencia (tabla 2) observaremos las características del generador conectado a la red de 115 KV.

NODO	VOLTAJE KV	COMPLEJO GRADOS	POTENCIA		LIMITES MVAR	SP E INF MVAR
			MW	GENERADA MVAR		
ALT-U2	16	-13.36	119	-15.6	80	-80
ALT-U3	20	-13.02	227	28.3	100	-100
ALT-U4	20	-12.79	238	-25.4	100	-100
STO-U1	13.8	-16.29	9	0.4	3	-3
ETK-U1	14	-15.54	72	34.9	60	-40
REC-U1	20.4	-11.9	286	38.1	90	-90
REC-U2	20.4	-11.92	284	37.9	90	-90
REC-U3	20.4	-11.26	295	18.3	90	-90
REC-U4	20.4	-11.16	298	18.6	90	-90
CBD-U1	20.4	-10.67	349	22.8	100	-100
CBD-U2	20.4	-10.63	352	22.9	100	-100
CBD-U3	20.4	-13.74	155	9.2	100	-100
CBD-U4	20.4	-14.54	104	7.3	100	-100
MTY-U1	13.9	-29.14	66	29.9	30	-30
MTY-U2	13.9	-29.17	65	29.9	30	-30
MTY-U3	13.9	-29.11	67	29.9	30	-30
MTY-U4	13.9	-31.47	67	30	30	-30
MTY-U5	13.9	-31.51	66	30	30	-30
MTY-U6	13.9	-31.32	72	30.1	30	-30
HUI-U1	14.1	-25.97	58	13.3	35	-35
HUI-U2	14.1	-25.78	58	13	35	-35
HUI-U3	14.1	-25.89	59	13.4	35	-35
HUI-U4	14.1	-25.95	57	13.1	35	-35
HUI-U5	14.1	-22.68	119	21.6	60	-40
HUI-U6	14.1	-26.64	139	43.3	60	-40
HDO-U1	14.1	-24.63	209	25.7	100	-100
HDO-U2	14.1	-25.17	183	23.9	100	-100
JER-U3	13.6	-33.35	27.9	15.1	15	-15
JER-U4	13.6	-32.61	33.9	15.1	15	-15
FAM-U3	1	-32.65	4	3.5	4	-3
RIB-U1	14	-31.88	28	4	18	-15
RIB-U2	14	-30.91	34	4.4	18	-15
RIB-U3	20.3	-28.73	284	40.7	110	-110
RIB-U4	14	-30.88	125	16.3	60	-40
AMI-U1	13.1	-23.24	21.9	8.1	8	-8
ADC-U12	13.8	-26.28	19	6	6	-6
ESP-U1	13.8	-19.25	11	3	3	-3
MON-U1	13.8	-23.44	20	1.9	8	-8
MON-U2	13.8	-23.06	23	2	8	-8
TEC-U1	13.7	-31.06	25	8	8	-8
LEO-U1	13.7	-31.76	11	3	3	-3
LEO-U2	13.7	-31.76	11	3	3	-3
FUN-U1	13.8	-31.85	11	3	3	-3
UNI-U12	13.4	-32.33	22	6.1	6	-6

Tabla 2. Características del Generador Conectado a la red de 115 KV.

En la Figura 6.9 se analiza el nodo PZA- 115 KV por medio de la construcción de la curva P - V. la cual se construye con datos reales, tomados del sistema analizado y nos muestra un panorama de la inyección de potencia a ese nodo y la relación de voltaje que se presenta entre la carga y el voltaje.

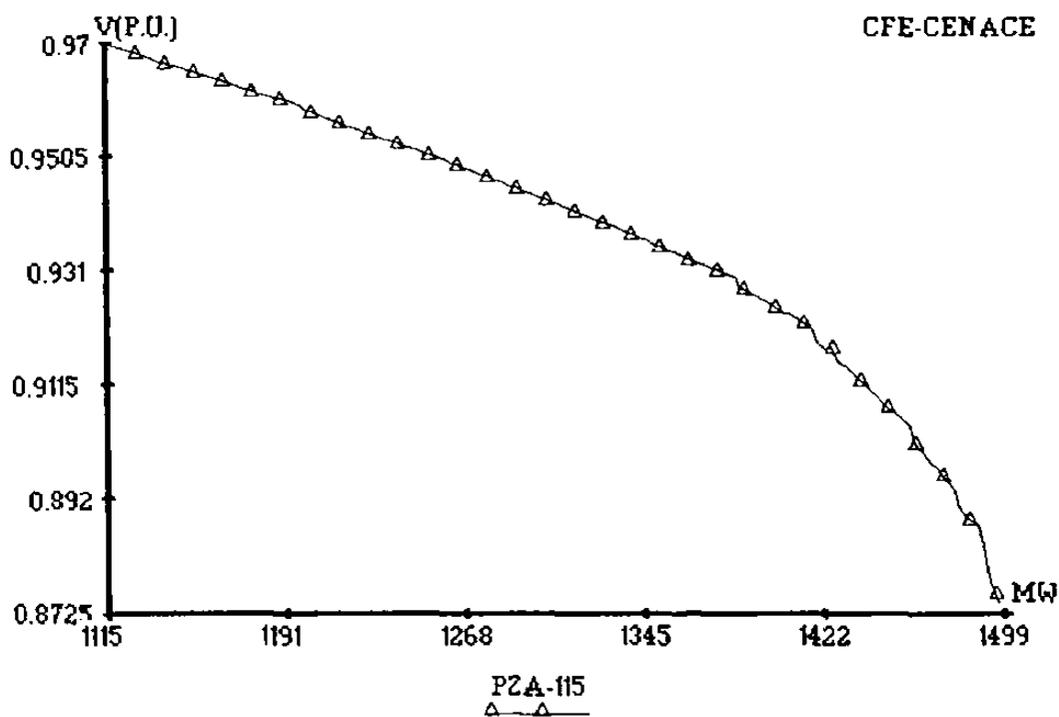


Figura 6.9. Nodo PZA-115

En la Figura 6.10 se analiza el nodo Tec - 115-KV, por medio de la construcción de la curva Q-V. La cual nos muestra un panorama de la reserva de potencia reactiva que se presente en ese nodo y nos ayuda a establecer una condición de operación para poder mantener el valor del voltaje dentro de los límites operativos

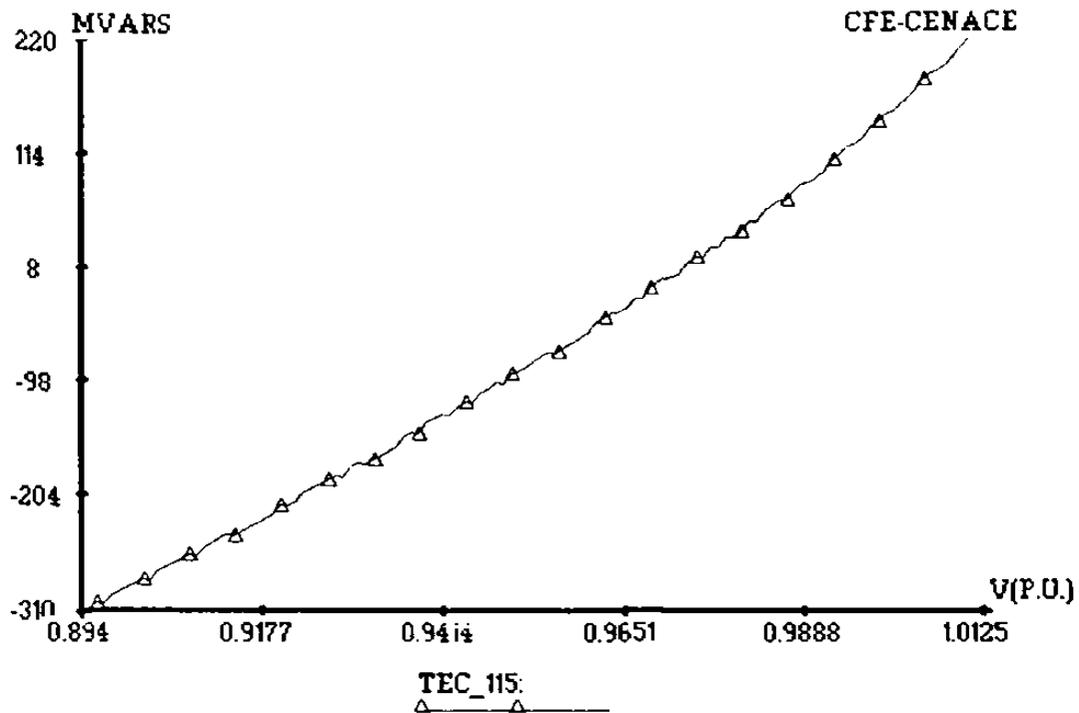


Fig. 6.10 Nodo TEC – 115 KV

## 6.5.2. ANÁLISIS

En la figura 6.8. para la red actual, tenemos una condición de inyección de potencia a la zona metropolitana, como consecuencia de la inyección, se presenta un abatimiento de voltaje en nodos importantes de la zona metropolitana.

## 6.5.3. PROPUESTAS

Como primera estrategia para mantener el nivel de voltaje dentro de los límites operativos, se procede a incrementar el voltaje de excitación en los generadores que están inyectando potencia reactiva a la zona metropolitana de un valor de 1.02 P.U. de

voltaje a 1.04 P.U de voltaje de generación, lo cual nos ayuda a incrementar la inyección de potencia reactiva a la zona metropolitana.

Como segunda estrategia, se procede a realizar cambios de Tap en los Autotransformadores que estan inyectando potencia reactiva a la zona metropolitana, con esto permitimos una mayor inyección en dicha zona, y de esta manera ayudamos a mejorar el perfil de voltaje. Se realiza cambio de Tap del 1.00 P.U. a .985 P.U. a los siguientes Autotransformadores:

NIC	2 TRA	400/115 KV	375 MVA
PZA	2 TRA	400/115 KV	225 MVA
VDG	1 TRA	400/115 KV	375 MVA
ESC	2 AT'S	230/115 KV	100 MVA
TEC	2 AT'S	230/115 KV	100 MVA
HUI	3 AT'S	230/115 KV	100 MVA

Tabla 3. Lista de Transformadores y Autotransformadores conectados a la red de 115KV

#### 6.5.4. CONCLUSIONES.

En temporadas de demanda máxima, la inyección de potencia a la zona metropolitana es muy alta, y como consecuencia, los valores de voltaje pueden llevar a valores de operación críticos. En el caso analizado, los voltajes en la red de 115 KV, estan bajos; al aplicar la estrategias los valores regresaron a su rango normal de operación. Esto nos ayuda a tener un panorama mas claro, que pueda interpretar el operador del sistema eléctrico, así al tener cierta cantidad de potencia inyectando a la zona metropolitana podrá elegir estrategias más rápidas y adecuadas para mantener sus voltajes estables.



## **6.6. RESUMEN.**

En este capítulo se ha presentado la descripción completa de la estructura del Simulador Interactivo de Sistemas de Potencia, nos muestra en una forma auto-didacta la forma de manejar el SISP.

Dicho simulador es en la actualidad una herramienta de apoyo y de mucha utilidad para los estudios de sistemas eléctricos de potencia, mediante el cual podemos obtener las características geográficas del sistema P-V y Q-V. Lo cual nos proporciona un panorama del comportamiento de sistemas de potencia.

Se mostró la red actual de 115 KV de la zona metropolitana en un caso base así como las condiciones de voltaje que se tenían en ese momento; se aplican las estrategias operativas propuestas para mejorar la condición de operación y se muestran los resultados en la condición de voltaje en la red de 115 KV.

Por último, se realizó el análisis de las conclusiones obtenidas.

# CAPÍTULO 7

## ALTERNATIVAS Y PROPUESTAS

### 7.1. INTRODUCCIÓN

Existen diferentes alternativas de solución al problema de control de voltaje en un Sistema Eléctrico de Potencia, así como distintas estrategias de solución, en este capítulo se analizan casos de estudio en el Sistema Eléctrico de Potencia actual analizando condiciones de operación en demanda máxima real, presentando las características que se tiene en el momento del análisis, se presentan las curvas P-V para diferentes condiciones de operación y presentar a los operadores el panorama que se tiene en el Sistema eléctrico de Potencia al encontrarnos en demanda máxima.

El objetivo de este capítulo es desarrollar estrategias operativas que se utilizan en la actualidad y poder establecer límites operativos que ayuden al operador del sistema Eléctrico de Potencia, a evitar operar en una condición crítica que nos acerca a una inestabilidad de voltaje, previendo una posible contingencia en la red lo cual nos llevaría a la inestabilidad de un colapso de voltaje, esta es la razón de la importancia de poder determinar los límites operativos seguros en los cuales los operadores de área se deben basar.

En el presente capítulo se analizan casos para determinar los límites operativos en los cuales el Sistema se encuentra en las mejores condiciones operativas, utilizando el

Simulador Interactivo de Sistemas de Potencia el cual nos brinda un apoyo para poder desarrollar las estrategias operativas, para poder aplicar las medidas de solución que se obtenga se tomó en cuenta la experiencia de los operadores del Área de Control Noreste (ACNE) de la comisión Federal de Electricidad. Se analizan los antecedentes, las gráficas P-V las cuales nos brindan un panorama de la condición del perfil de voltaje se analizan las conclusiones de los estudios de los casos realizados.

**7.2. CASO 1: DETERMINAR EL LIMITE DE TRANSMISIÓN ENTRE LAS LÍNEAS DE 400 KV. ALT –GUE MAS LA GENERACIÓN DE LAS CENTRALES REC Y CBD PARA DEMANDA MÁXIMA VERANO 2000, CONSIDERANDO LA ENTRADA EN OPERACIÓN DEL CEV EN GUE EN 400 KV**

**7.2.1. ANTECEDENTES.**

La demanda esperada para el verano del 2000 es de 5138 MW la generación disponible es óptima, ocho unidades entre REC Y CBD con 2460 MW el resto de la generación se considera disponible así como la entrada de dos nuevas turbogases de 150M, una para HUI-115 y la otra para RIB-138, el envío al ACNE esta en 372 MW, los flujos que se esperan se presentan en las líneas de 400 KV del ATL a GUE son de 596 MW, en la Fig. 7.1. se muestra el panorama para el ACNE que se tiene contemplado se presenta para este nivel de demanda y generación.

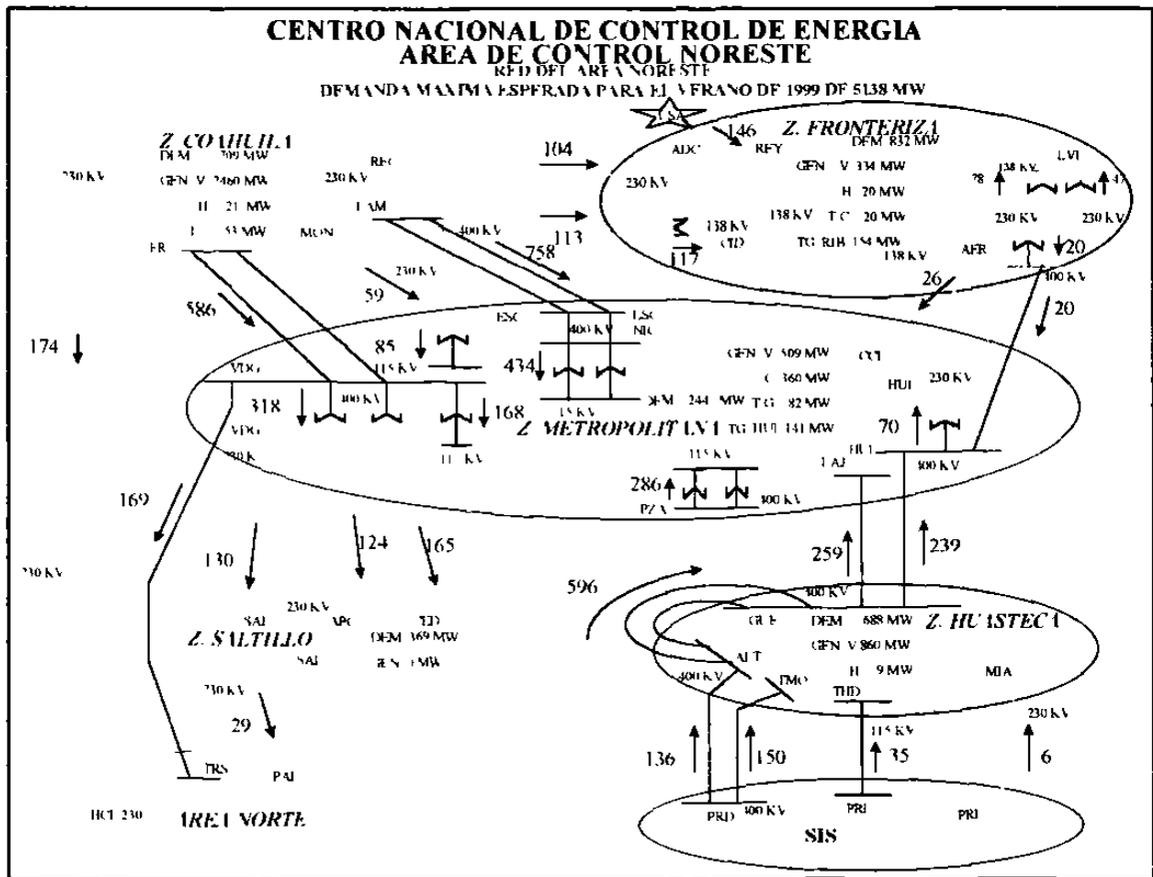


Fig. 7.1 Flujos esperados para el verano 2000

El límite de transmisión generación (LTG) resulta de la suma de potencia activa (megawatts) de las dos líneas de 400 KV de ALT a GUE más la generación de las plantas de REC Y CBD.

### **7.2.2. CONCLUSIONES.**

El LTG resultante de este estudio aumenta de 3210 MW debido a la entrada en operación del CEV en GUE 400KV de +300 a -90 MVAR. El LTG. Está establecida para evitar problemas de bajos voltajes entre pérdida de generación natural o debida a la operación de alguno de los esquemas de Disparo Automático de Generación establecidos (DAG 1, DAG 2 Y DAG 3) para las centrales de REC Y CBD, el esquema de DAG que al operar presenta mayores problemas de bajos voltajes es el DAG 2. Estos tres esquemas previenen la pérdida de estabilidad transitoria el perder líneas de 400 KV en la Sub-área Coahuila y manda disparo sobre unidades de las centrales de REC o de CBD, sin embargo después de solucionar los problemas de estabilidad angular de las centrales de REC y CBD se originan problemas de bajos voltajes principalmente en las zonas de victoria y de la Metropolitana de Monterrey, esto es resultado de sobrecargar las líneas de 400 KV, principalmente de PRD a ALT, ALT a GUE y de GUE a HUI.

### 7.2.3. ANÁLISIS EN ESTADO ESTABLE.

Al llevarse a cabo la operación de alguno de los DAG'S y tener condiciones de alta demanda en el ACNE se pueden llegar a presentar flujos altos en las líneas de 400 KV de ALT a GUE lo que puede provocar que el voltaje en GUE-400 presente un abatimiento importante de voltaje por se un punto intermedio y sin soporte de generación el cual puede llegar a valores que originen inestabilidad de voltaje (colapso).

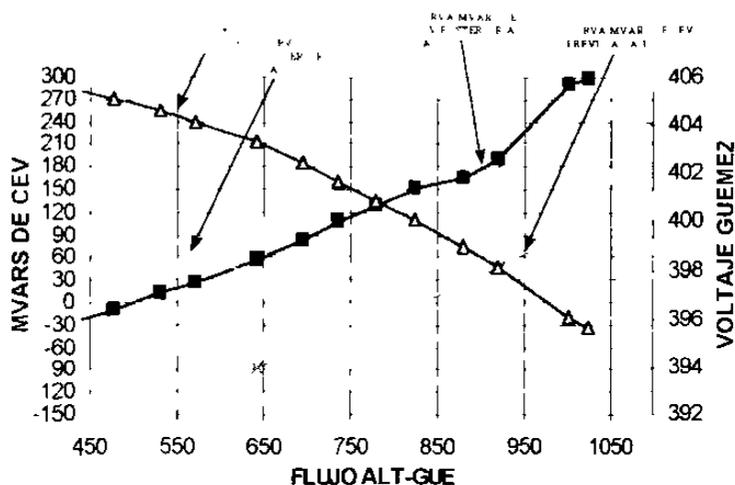


FIG. 7.2. Curvas PV y MVAR'S del CEV en GUE -400.

En la figura 7.2. se muestra en el eje de la Y (lado derecho) el comportamiento del voltaje en GUE en función del flujo de las líneas de 400 LV de ALT a GUE en el eje de las X, también se muestra en el eje de las Y (lado izquierdo) el comportamiento de los MVAR S aportados o consumidos por el nuevo CEV en GUE-400 el cual tiene una capacidad de 300 MVAR'S capacitivos y 200 MVAR'S reactivos con una pendiente del 1% en su característica de operación en función del mismo flujo de ALT a GUE, se presenta el comportamiento de antes y después de haber operado el DAG2, todo una condición de demanda máxima de 5138 MW para el ACNE, éstas gráficas mostradas en la fig. 7.3. y 7.4. nos demuestran que podemos tener un LTG de 3460 MW siempre y cuando se tenga el CEV en GUE-400 en servicio.

En las siguientes gráficas PV de las fig. 7.3. y 7.4. se muestra el flujo en MW de las líneas de ALT a GUE y el voltaje en GUE-400 en KV.

CURVA PV CON DEMANDA DE 5138 MW SIN CEV EN GUE-400 CON UNA LINEA DE ALT-GUE FUERA

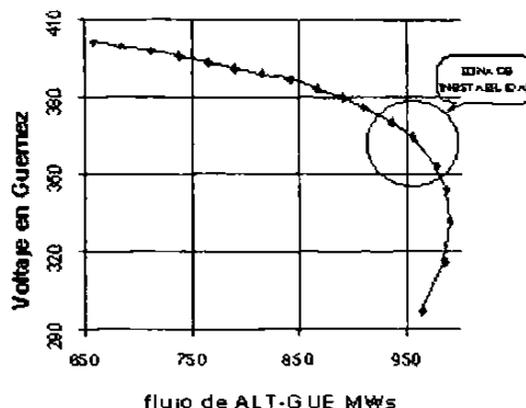


Fig. 7.3. Curva PV voltaje en GUE-400 sin CEV con una línea de 400 KV de ALT a GUE fuera.

En la figura 7.3. se muestra el efecto sin tener el CEV operando en GUE-400 y ocurrir un detrimento en la generación principalmente en las centrales de REC, CBD o RIB o bien en alguna central importante del Área de Control Norte, originarían detrimentos de voltaje pronunciados en la S.E. GUE (Zona victoria) debido al incremento de flujo de potencia activa en las líneas de 400 KV de PRD a ALT, de ALT a GUE y de GUE a HUI donde dicho detrimento en el voltaje limita el flujo de las líneas mencionadas (ALT a GUE) en 750 MW en la Figura 7.4. se muestra la misma contingencia de pérdida de generación anterior pero ahora teniendo en operación el CEV de GUE-400, mostrando un detrimento del voltaje menos pronunciado, por el incremento del flujo de potencia en dichas líneas principalmente de ALT a GUE, éste beneficio de tener el CEV en GUE amplía el LTG hasta 3460 MW.

En La figura 7.4. se presente el efecto en estado estable para demanda máxima la pérdida de una de las dos líneas de 400 KV de ALT a GUE manejando flujos previos de 1000 MW entre las dos. de la cual podemos comentar que dicha contingencia es soportable para estado estable sobre la base del criterio de curva P-V.

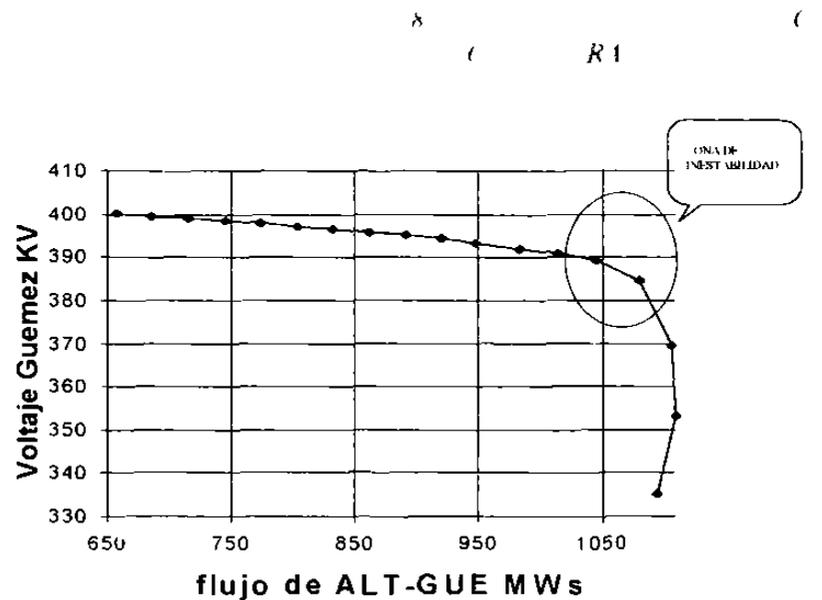


Fig. 7.4. Curva PV voltaje en GUE-400 con CEV con una línea de 400 KV de ALT a GUE fuera .

En la fig., 7.5. se muestra de nuevo la gráfica P-V del comportamiento del enlace de Altamira a Güemez, pero ahora partiendo de un voltaje de control por el CEV de GUE-400 KV, en donde podemos observar por ejemplo para 900 MW de flujo entre dos líneas se tiene un voltaje de 409 KV y el CEV esta aportando 50 MVAR'S, en esta gráfica podemos observar las condiciones del voltaje en SE. GUE en las condiciones de tener el enlace con una y dos líneas conectadas así como los MVAR'S que aporta o consume el CEV de Güemez.

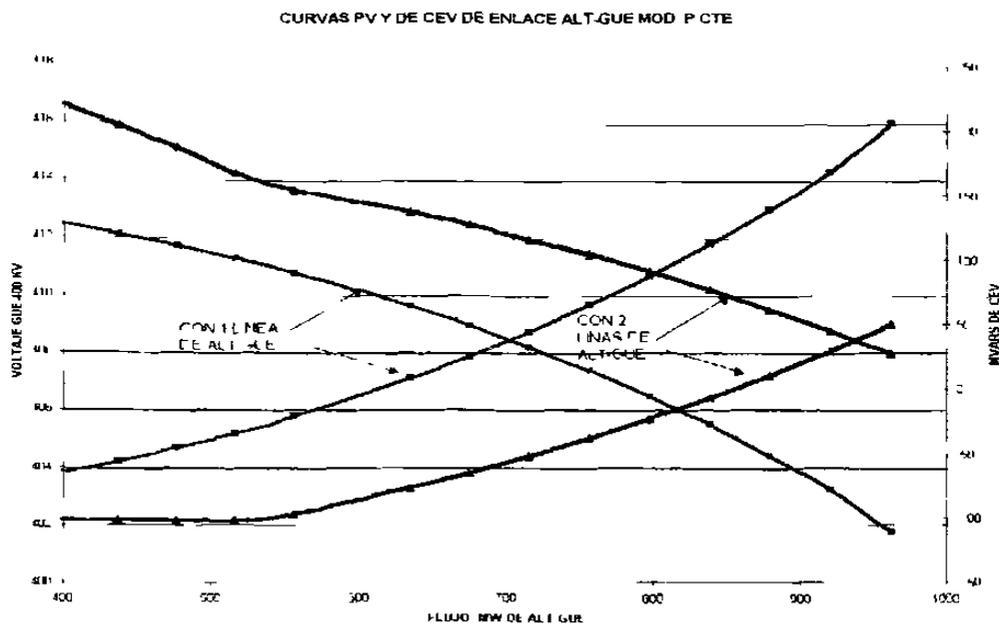


Fig. 7.5. Grafica P-V del comportamiento del enlace de Altamira a Güemez.

## 7.2.4. CONCLUSIONES.

El resultado de este estudio nos presenta que para mantener el valor del voltaje en la zona metropolitana de Monterrey y la zona victoria dentro de los límites operativos se tienen que respetar ciertos límites de transmisión entre ALT y GUE.-

De no contar con el CEV de GUE en operación se quedarían el LTG en 3150 MW y un flujo máximo entre las dos líneas de 400 KV de ALT a GUE de 750 MW.

El límite máximo permitido de transmisión entre ALT a GUE sin contar con el CEV y sólo una línea entre ALT a GUE quedaría en 750 MW.

El límite máximo permitido de transmisión entre ALT a GUE con el CEV en operación y sólo una línea entre ALT a GUE quedaría en 950 MW.

### 7.2.5. PROPUESTAS.

Al analizar los resultados obtenidos se tiene la necesidad de respetar los límites establecidos para evita operar el sistema Eléctrico de Potencia en condiciones críticas y al tener una contingencia nos pueda llevar a un colapso de voltaje. A continuación se propone un esquema de tiro de carga manual de emergencia para poder regresar a un estado seguro de operación, este tiro de carga se realiza por los operadores del Sistema Eléctrico de Potencia desde el centro de control.

Con este tipo de estudios se establecen las límites máximos permitidos para operar en un estado seguro y poder soportar una contingencia en la red actual y nos permite mantener a los operadores informados de las condiciones que se esperan año con año y brindar un panorama de la forma que se tiene que operar, para evitar mayores problemas en el Sistema de Potencia.

A continuación se presenta una lista de cargas que se pueden tirar en forma manual y de emergencia para poder permanecer en los límites de transmisión de potencia permitidos:

#### TIRO DE CARGA MANUAL DE EMERGENCIA

##### ZONA METROPOLITANA

NODO	EQUIPO	CARGA	MEDICION	TIPO
NIC	L,A3980	HAP	248 MW	INDUSTRIAL
PZA	L,73670	LOL	35 MW	RESIDENCIAL
MTY	L,73050	DON	97 MW	IND/RES
DON	L,73800	IMO	40 MW	INDUSTRIAL
NOG	L,73310	APM	36 MW	INDUSTRIAL
VDG	L,73260	ARV	35 MW	INDUSTRIAL
ESC	L,73880	PEP	15 MW	IND/RES

##### ZONA SALTILLO

NODO	EQUIPO	CARGA	MEDICION	TIPO
CED	L,73360	LLN	12 MW	RURAL

SAL	L.73150	ZPL	43 MW	RURAL
SAL	T-5	SAL	17 MW	RESIDENCIAL
SAL	T-7	SAL	13 MW	RESIDENCIAL

### ZONA VICTORIA

NODO	EQUIPO	CARGA	MEDICION	TIPO
GUE	L,73510	JIM	10 MW	RURAL

Tabla 4 . Tiro de carga manual de emergencia.

### **7.3. CASO 2: DETERMINACIÓN DE ESQUEMA DE DESCONEXIÓN DE CARGA POR BAJO VOLTAJE EN LA ZONA METROPOLITANA.**

#### **7.3.1. ANTECEDENTES.**

El presente reposte plantea un análisis con una condición de Demanda de 4680 MW ante esta condición se realiza un análisis para determinar la estabilidad de voltaje en contingencias en la red de 400 KV.

Al tener la salida de una o más líneas en la Red de 400KV y particularmente al salir dos líneas (contingencia doble) en los tramos de: REC-FRO, CBD-FRO, CBD-LAM, LAM-ESC, FRO-VDG, es necesario hacer disparos de Unidades Generadoras de la Planta Río Escondido y /o Carbón dos según se muestra en la tabla, por lo que es necesario establecer que medidas tomar a fin de evitar problemas de estabilidad de voltaje de la zona metropolitana.

#### **7.3.2. CONDICIONES DEL ESTUDIO.**

La condición esperada de inyección a la zona metropolitana será de 3000MW con un flujo de 480 MW para éste estudio en las líneas entre ALT-GUE de 400 KV y una generación entre Río Escondido y Carbón Dos de 2520 MW. La red que se utilizó para el presente estudio fue la mas conocida de las obras que están por entrar por ejemplo la línea de Río Escondido a Hércules en 230 KV que posteriormente se pasará a 400 KV, se considera el cambio de salida de una de las dos líneas de 400 KV de Río Escondido a Frontera, la cual saldrá ahora de Carbón Dos a Frontera, se considera el cambio de uno de los tres autotransformadores de Arroyo del Coyote de 230/138 Kv de 100 MVA a la subestación de Lauro Villar, se consideran en San Nicolás dos transformadores de 375 MVA de 400/115 Kv, en Plaza dos transformadores de 400/115 Kv de 225 MVA, La entrada del transformadores de Tramos de 225 MVA de 400/115 Kv, el autotransformador de ciudad Industrial de 225 MVA de 230/138 Kv así como el

segundo autotransformador de Río Escondido de 400/230 Kv. El presente reporte cubre los niveles de demanda de 4500 y 4681 MW.

### 7.3.3. ANÁLISIS EN ESTADO ESTABLE.

El estudio en estado estable se realizó para obtener la carga operativa que relaciona generación de estas centrales REC y CBD y los flujos previos de potencia activa en las líneas de 400 KV entre ALT-GUE. Ante la operación de disparos de generación anticipando el resultado a un valor de 3000MW, el cual fue logrado al asociar la operación del DAG-2 sobre dos unidades de CBD con un disparo de carga por bajo voltaje de 350 MW y de Hylsa Potencia y 50 MW también obligados en la Zona Metropolitana.

En la siguiente tabla se muestra un esquema de desconexión de carga por bajo voltaje, necesario para mantener la estabilidad de voltaje en estado estable ante las condiciones posteriores a la operación del DAG-2 y al tener una demanda superior a 4500 MW en la que se muestra el voltaje al cual debe dispararse la carga tanto en NIC-400 y VDG-115 donde se proponen se hagan tiros de carga.

#### ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR BAJO VOLTAJE EN LA ZONA METROPOLITANA CON DEMANDA DE 4687 MW PARA DAG2

Con Línea Hércules Dem. 4680 MW									
DAG2	LTG	VOLTAJE DE COLAPSO KV		CARGA MIN. DISPARAR MW		CARGA SUGERIDA DISP. MW		VOLT. DESP DE DISP. CARGA SUGERIDA. KV	
CBD	MW	NIC-400	VDG-115	HYLSA	VDG-115	HYLSA	VDG-115	NIC-400	VDG-115
1 unidad	2800a	386.4	111.6	336	0	350	52	394.7	114
1 unidad	3000b	384	112.7	350	0	350	52	394.8	114.1
Con Línea Hércules Dem. 4500 MW									
DAG2	LTG	VOLTAJE DE COLAPSO KV		CARGA MIN. DISPARAR MW		CARGA SUGERIDA DISPA MW		VOLT. DESP DE DISP. CARGA SUGERIDA. KV	
CBD	MW	NIC-400	VDG-115	HYLSA	VDG-115	HYLSA	VDG-115	NIC-400	VDG-115
1 unidad	3000b	384	111.1	60	0	350	0	397	114.4

a CBD+REC 2520 MW Y ALT→GUE 280 MW

b CBD+REC 2520 MW Y ALT→GUE 480 MW

NOTA : La carga mínima a disparar solo evita el colapso de voltaje, las cargas sugeridas evitan tener reserva reactiva en el nodo de NIC-400 menor a 100 MVARs

TABLA 5. Esquema de desconexión de carga por bajo voltaje en la zona metropolitana con demanda de 4687 MW para DAG2

### **7.3.4. CONCLUSIONES**

Al tener una condición de Demanda Máxima y tener 8 unidades conectadas entre REC y CBD, y un flujo de 480 MW, de ALT-GUE y al presentarse la doble contingencia en el tramo CBD-LA, LAM-ESC, se deberá además de desconectar una unidad de CBD. Desconectarse la carga de HYLSA de 350 MW y si fuese necesario ( si el voltaje permanece debajo de 358 KV en la subestación San Nicolás) una carga de 50 MW en Villa de García adicionalmente.

### **7.4. RESUMEN.**

En el presente capítulo, se realizaron estudios que se aplican en la actualidad y nos ayudan a establecer los límites operativos que deben respetar los operadores del Sistema eléctrico de Potencia para evitar aproximarse a una inestabilidad de voltaje, también se establecen los valores de disparos de carga que se deben realizar después de ocurrir una contingencia en la red analizada, en este caso en la red de 400 KV. Estos estudios ayudan a los operadores para tener un enfoque de la condición de operación que se tiene en ese momento y poder tomar las medidas necesarias para alejarse de esa condición de operación crítica y poder evitar un colapso de voltaje, al tener posteriormente una contingencia que te arrastre a una inestabilidad en el voltaje, también este tipo de estudios mantiene a los operadores del sistema de Potencia actualizados en el cambio de la topología de la red y de la entrada de unidades generadoras nuevas y de las consecuencias que se pueden presentar al tener una mayor cargabilidad en las líneas y de los efectos que se pueden presentar al tener diversas contingencias.

# CAPÍTULO 8

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 8.1. INTRODUCCIÓN.

Un objetivo de este trabajo fue determinar las características principales que se presentan para poder identificar cuando un Sistema Eléctrico de Potencia está operando en un nivel crítico, lo cual lo puede llevar a un colapso de voltaje, también se muestran las conclusiones más importantes obtenidas a lo largo del desarrollo del presente trabajo de investigación, así como algunas recomendaciones para trabajos futuros, que pueden realizarse a partir del mismo.

### 8.2. CONCLUSIONES.

Del presente trabajo de investigación se puede obtener las siguientes conclusiones:

- El problema de control de voltaje que se asociaba solamente a un sistema eléctrico de potencia longitudinal, últimamente ha captado especial atención dentro de problemas a resolver, en la planeación, operación y el control de todos los sistemas eléctricos del mundo, la tendencia apunta hacia el

crecimiento, tanto en sus características topológicas como en sus niveles de carga.

- La necesidad del diseño, y de técnicas de análisis, así como de herramientas de simulación que ayuden a tener un mayor entendimiento de la estabilidad de voltaje es una realidad, que crece en forma paralela con los requerimientos de nuevas estrategias operativas que demandan los Sistemas Eléctricos de Potencia de hoy en día. Tal es el caso del Sistema Eléctrico Nacional, el cual enfrenta cambios cruciales en su operación y control diario, así como por las condiciones planteadas en las nuevas políticas de privatización para la industria eléctrica que rigen en el país.
- Con lo mencionado anteriormente en este trabajo se logró plantear en detalle, el problema de la estabilidad de voltaje en los Sistemas Eléctricos de Potencia, presentando las definiciones de los conceptos más importantes relacionados con el tópico, así como la forma en que se utilizó la herramienta más utilizada en la actualidad para el estudio de Sistemas de Potencia.
- Dentro del conjunto de metodologías existentes para el análisis del problema, se encontró que el uso del Simulador Interactivo de sistemas de Potencia (SISP). Y tomando en cuenta la experiencia de los operadores del Sistema Eléctrico Nacional, se logró la construcción y la aplicación de estrategias operativas que nos ayudan a valorar la proximidad a la inestabilidad de voltaje para un Sistema Eléctrico dado y los mecanismos que explican la aparición de este fenómeno.
- De lo revisado en la literatura técnica, respecto a la conceptualización, la formulación y las ventajas que presenta la metodología que se utilizó en este trabajo se encontró que las características gráficas P-V, Q-V, poseen una buena cantidad de información de aplicación directa, la cual es de mucha

utilidad en el análisis de las condiciones de estabilidad de voltaje que rigen a un sistema en una condición de operación determinada.

- En este trabajo se logró el desarrollo de estrategias operativas aplicables en la actualidad apoyándose en las características gráficas P-V, Q-V, las cuales nos brindan información para poder determinar los límites máximos permitidos ante una condición de operación, en los casos analizados nos ayudan a conocer las condiciones de operación críticas de las cuales debemos alejarnos para evitar tener una contingencia posterior la cual nos lleve a una inestabilidad de voltaje lo que puede producir en un caso más grave un colapso de voltaje.
- En el presente trabajo de investigación se realizaron estudios del Sistema Eléctrico de Potencia Nacional en los cuales se analizaron condiciones de operación en demanda máxima del Área Noreste, se utilizó el Simulador Interactivo de Sistemas de Potencia, como la principal herramienta para obtener estrategias operativas actuales, apoyándonos en las curvas P-V, Q-V. Se establecieron límites máximos y mínimos de operación en los casos analizados, también se estableció un esquema de desconexión de carga por bajo voltaje en la zona metropolitana, en el cual se describe la carga a tirar según las condiciones de operación en ese momento.
- El objetivo fundamental de este trabajo de investigación es proporcionar a los Operadores del Sistema Eléctrico de Potencia, estrategias operativas para que puedan contar con una defensa, ante contingencias que se presenten en la Red principal y poder evitar tener condiciones de operación más riesgosas, éstos estudios también ayudan a los operadores a mantenerse actualizados en los estudios realizados del Sistema de Potencia ya que la demanda de energía y la topología de la red crece día con día.

### 8.3. RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS.

Durante el desarrollo de la investigación se encontraron grandes posibilidades de una mayor aplicación del Simulador Interactivo de sistemas de Potencia, así como de las características gráficas P-V, Q-V Como herramienta de análisis en el problema de estabilidad de voltaje. Tomando como base este trabajo, se recomienda lo siguiente:

- La herramienta utilizada para la obtención de los límites operativos y curvas P-V, Q-V. En el Simulador Interactivo de Sistemas de Potencia, el grado de flexibilidad para su uso es aceptable, sin embargo se debe trabajar más para mejorarlo ampliamente y con ello lograr la explotación del mismo, y promover su uso para personas que estén relacionada con la operación del sistema de Potencia, que no forma parte de una departamento de análisis, esto sería de mucha ventaja porque se aprovecharía la experiencia del personal de operación y los estudios, se apegarían más a la realidad y serían mucho más rápidos de analizar y llegar a conclusiones operativas factibles.
- Los resultados obtenidos en las simulaciones son datos que se apegan a la realidad, se presentan en los estudios condiciones de operación críticas y se analizan alternativas de solución para esas condiciones, se deben seguir dedicando esfuerzos para futuras investigaciones del fenómeno de voltaje para poder entenderlo y así poder crear técnicas nuevas en el control de voltaje; Otro aspecto que no se analiza en este trabajo, es la estabilidad del Sistema de Potencia, al sufrir una contingencia y ver el comportamiento de la frecuencia y el impacto en la estabilidad de voltaje.
- El campo de las redes neuronales puede ser muy útil para poder aplicarlas en el análisis de Estabilidad de Sistemas Eléctricos, ya que se encuentran en procesos de investigación como una herramienta que pueda servir para este fin.

- Se recomienda llevar a cabo un análisis unificado de las curvas P-V, Q-V. Para poder determinar la Estabilidad de voltaje en su totalidad, además de que también el campo del Análisis de Estabilidad de voltaje Dinámico, no se ha explotado en su totalidad y puede llegar a ser una herramienta de mucha utilidad en el campo de Análisis de Sistemas de Potencia.
- Desarrollar investigaciones sobre metodología a seguir para prevenir la inestabilidad de voltaje, como la aplicación de dispositivos de compensación de potencia reactiva, voltaje de generación, controles avanzados en coordinación de protecciones y estudios sobre cambiadores de tap y estudios sobre desconexión de carga para prevenir el colapso de voltaje.
- Se recomienda seguir trabajando en estudios donde se analice la inestabilidad de voltaje y la inestabilidad dinámica en sistemas Eléctricos de Potencia para poder brindar un panorama más real del comportamiento y los efectos en el Sistema Eléctrico de Potencia. Se recomienda seguir trabajando año con año en la actualización de las estrategias operativas, debido al crecimiento de la demanda y la topología de la red, que a medida que aumentan estos factores se hace más complicada la operación del Sistema Eléctrico de Potencia..

## BIBLIOGRAFÍA

- Curso. "Control de Voltaje y Potencia Reactiva" Centro Nacional de Control de Energía, Comisión Federal de Electricidad, Puebla, Puebla, Septiembre de 1987.
- C.W. Taylor, "Power System Voltage Stability, " Mc. Graw-Hill, Inc, 1994
- F. Aboytes García "Control de Voltaje en sistemas Eléctricos de Potencia". Centro Nacional de Control de energía, Comisión Federal de Electricidad, Monterrey, N.L., Mayo 1991.
- F. Betancourt Ramírez, F. Aboytes García, "Cargabilidad de Enlaces de Transmisión", Proyecto de Investigación DIE-87-07, Agosto 1987, CFE- UANL.
- F. Sánchez Tello, R. Ramírez Barradas, " Manual Simulador Interactivo de Sistemas de Potencia," Centro Nacional de Control de Energía, Comisión Federal de Electricidad, Monterrey, N.L. Mayo 1993.
- G. Arroyo A . "Operación de Líneas de Transmisión, " Memoria del IEEE, México-79 , págs 112-120. Septiembre de 1979.
- G. Arroyo A. "Security Assessment in the Operation of Longitudinal Power Systems, " IEEE. Trans. On Power Systems, Vol. PWER-1 No. 2 págs. 225-232, Mayo 1986.
- IEEE Tutorial Course, " Reactive Power: Basics, Problems and Solutions," Gerald B. Sheble, 1987.
- P.Kundur, "Power Systems Stability and Control, " Mc. Graw-Hill, Inc. 1994

- R.D. Dunlop, R. Gutman y P.P. Marchenko, "Analytical Development of
- T.J.E. "Reactive Power Control in Electric Systems," John Wiley & Sons, 1982
- W.r. Lanchs, "System Reactive Power Limitations," A-79015-9 IEEE Winter meeting. New York, N:Y:, 1979.
- W.D.Stevenson, "Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia", Mc. Graw-Hill, Inc. 1994.
- W.r. Lanchs, "System Reactive Power Limitations," A-79015-9 IEEE Winter meeting. New York, N:Y:, 1979.

**LISTADO DE TABLAS****Página**

TABLA 1. Tabla de voltaje en nodos principales en la red de 115 KV	93
TABLA 2. Características de la Generación conectada a la red de 115 KV	94
TABLA 3. Lista de Transformadores y Autotransformadores conectados a la red de 115 KV	97
TABLA 4. Tiro de Carga manual de emergencia	108
TABLA 5. Esquema de desconexión de carga por bajo voltaje en la zona metropolitana con demanda 4687 para DAG2.	111

**LISTADO DE FIGURAS****Página****CAPITULO 4. CONCEPTOS GENERALES DE CONTROL DE VOLTAJE**

Fig. 4.1. Circuito básico	15
Fig. 4.2. Diagrama fasorial que relaciona el voltaje de generación y el de carga	15
Fig. 4.3. Diagrama fasorial para carga con factor de potencia atrasado	17
Fig. 4.4. Diagrama fasorial para carga reactiva inductiva	19
Fig. 4.5. Control de voltaje local	20
Fig. 4.6. Soporte de voltaje mediante control de voltaje local	21
Fig. 4.7. Cambio en la excitación del generador	22
Fig. 4.8. Sistema elemental para analizar el efecto de cambios en voltaje de generación	23
Fig. 4.9. Diagrama fasorial para analizar el cambio en el voltaje de generación $V_i$	24
Fig. 4.10 Sistema de potencia elemental	25
Fig. 4.11. Comportamiento del sistema con diferentes voltajes de generación	27
Fig. 4.12 Inyección de Potencia reactiva en nodo de carga	28
Fig. 4.13. Análisis de pérdidas de transmisión	29
Fig. 4.14. Diagrama fasorial para el caso base	30
Fig. 4.15. Efecto del cambio en el voltaje $V_i$	30
Fig. 4.16. Efecto de la reducción del voltaje $V_i$	31
Fig. 4.17 Modelo para análisis de cargabilidad en $L_t$	35
Fig. 4.18 a) Curva de ángulo-potencia	36
b) Conversión del ME a desplazamiento angular	36
Fig. 4.19 Curvas de Cargabilidad	39
Fig. 4.20 Cargabilidad para $L_t$ 's de 400 KV en función de la CCC de Envío y Recepción	41
Fig. 4.21. Gráfica de demanda horaria del SIN	43
Fig. 4.22. Potencia reactiva de envío, recepción y total para LT de 230 Kv, 200 Kms	44
Fig. 4.23. Curvas P-Q para LT'S de 400 KV	45

**CAPITULO 5.- COLAPSO DE VOLTAJE**

Fig. 5.1. Sistema de potencia básico	48
Fig. 5.2. Característica V-P para el sistema básico	49
Fig. 5.3. Cálculo de la proximidad a la inestabilidad de voltaje mediante curvas P-V	56
Fig. 5.4. Cálculo de la proximidad a la inestabilidad de voltaje mediante curvas Q-V	56
Fig. 5.5. Características V-P para diferentes factores de potencia	60
Fig. 5.6. Comparación de características V-P para diferentes tipos de carga	61
Fig. 5.7. Características V-P para diferentes factores de potencia. Carga modelada como impedancia constante	62
Fig. 5.8. Característica Q-V para diferentes niveles de carga activa	63

## CAPITULO 6. TÉCNICAS DE SOLUCIÓN

Fig. 6.1. Estructura general del simulador interactivo de sistemas de potencia	70
Fig. 6.2. Diagrama esquemático del modelo FLUJOS	72
Fig. 6.3. Diagrama esquemático del modelo FAI LAS	73
Fig. 6.4. Diagrama esquemático de actividades del modelo ESTABI	74
Fig. 6.5. Diagrama esquemático del modelo DINAMI	76
Fig. 6.6. Diagrama esquemático de actividades del modelo PARLIN	77
Fig. 6.7. Secuencia de ejecución del modelo FLUJOS	90
Fig. 6.8. Flujos de Potencia para la zona metropolitana para el caso de demanda máxima	92
Fig. 6.9. Nodo PZA- 115 KV	95
Fig. 6.10. Nodo TEC – 115 KV	96
Fig. 6.11. Flujos de potencia de la zona metropolitana para el caso de demanda máxima	98

## CAPITULO 7. ALTERNATIVAS Y PROPUESTAS

Fig. 7.1. Flujos esperados para el verano 2000	102
Fig 7.2. Curvas PV y MVAR'S del CEV en GUE-400	104
Fig. 7.3. Curva PV voltaje en GUE-400 sin CEV con una línea de 400 KV de ALT a GUE fuera	105
Fig. 7.4. Curva PV voltaje en GUE-400 con CEV con una línea de 400 KV de ALT a GUE fuera.	106
Fig. 7.5. Gráfica P-V del comportamiento del enlace de Altamira a Güemez	107

## GLOSARIO

### A

**AVR'S** Reguladores Automáticos de Voltaje

### C

**C.A.** Corriente Alterna

**C.D.** Corriente Directa

**CDS** Control Discreto Suplementario

**CEV'S** Compensador Estático de Var's

**C.F.E.** Comisión Federal de Electricidad

**Curva P-V** Curva que relaciona Potencia Activa y Voltaje

**Curva Q-V** Curva que relaciona Potencia Reactiva y Voltaje

### D

**DAG** Disparo Automático de Generación

### E

**EDCBV** Esquema de Desconexión de Carga por Bajo Voltaje

**EHV** Voltaje Extra-Alto

### K

**KA** Kiloamperes

**KV** Kilovolts

### L

**LT'S** Líneas de Transmisión

### M

**MVA** Megavolts-amperes

**MVAR'S** Megavars

**MW** Megawatts

## S

SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SISP	Simulador Interactivo de Sistemas de Voltaje

## SUBESTACIONES

ADC	Arroyo del Coyote	LLN	Llanos
ALT	Altamira	LOL	Loma Larga
AMI	Amistad	MCZ	Moctezuma
ANG	Angostura	MNT	Laminita
APM	Aceros Planos Monterrey	MNZ	Manzanillo
ARV	Arco vial	MON	Monclova
CBD	Carbón Dos	MPS	Montrose
CED	Cedros	MTY	Monterrey
DON	Santo Domingo	NIC	San Nicolás
ESC	Escobedo	NOG	Nogalar
ESP	Esperanza	PBD	Puebla Dos
ETK	Enertek	PEP	Parque Escobedo Provisional
FAN	Falcón	PIT	Pitirero
FRO	Frontera	PRD	Poza Rica Dos
FUN	Fundidora	PZA	Plaza
GLP	Guadalupe	REC	Río Escondido
GÜE	Güemez	RIB	Río Bravo
HAP	Hylsa, Aceros Planos	SAL	Saltillo
HDO	Huinalá Dos	SBM	Sebastián Benito Venegas
HUI	Huinalá	STO	Salto
IMO	Industrias Monterrey	TEC	Tecnológico
JCP	San Jerónimo Potencia	TUL	Tula
JER	San Jerónimo	TMD	Temascal Dos
JIM	Jiménez	UNI	Universidad
LAM	Lampazos	VDG	Villa de García
LAU	Lauro Villar	ZPL	Zapalinamé
LEO	Leona		

## U

ULTC	Cambiador de Tap Bajo Carga
------	-----------------------------

**RESUMEN AUTOBIOGRÁFICO**

Nombre:	Pavel Valero Esparza
Nombre de los Padres:	José Ignacio Valero Durán Francisca Esparza Arias
Lugar y fecha de nacimiento:	Monterrey, Nuevo León 28 de Agosto de 1971
Grado de Escolaridad:	Ingeniero Mecánico Electricista Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica Universidad Autónoma de Nuevo León
Laboral:	Comisión Federal de Electricidad Ingeniero Operador de Área de Control Noreste 1994 a la fecha
Grado que desea obtener:	Maestro en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica con Especialidad en Potencia
Nombre de la Tesis:	Comportamiento en Sistemas de Potencia ante Colapso de Voltaje

