

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

### **ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO – SNI PARA EL PERÍODO 2010 – 2013, USANDO EL PROGRAMA DigSilent Power Factory**

#### **PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

**LINDA JOSEFINA CHIMBORAZO CARRILLO**  
linda\_ch\_c@yahoo.es

**DIRECTOR: DR. HUGO ARCOS**  
hugo.arcos@meer.gov.ec

**Quito, Febrero 2010**

## DECLARACIÓN

Yo Linda Josefina Chimborazo Carrillo, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

Linda Josefina Chimborazo Carrillo

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Linda Josefina Chimborazo Carrillo, bajo mi supervisión.

---

Dr. Hugo Arcos

**DIRECTOR DEL PROYECTO**

## AGRADECIMIENTO

A mis padres y a mi hermana porque sin su apoyo absoluto en todo momento de mi vida, las metas serían difíciles de alcanzar.

Al Dr. Hugo Arcos, por su calidad humana y paciencia en la guía de este proyecto.

A mis amigos y compañeros del CENACE, por las oportunidades que me brindan para mi crecimiento personal y profesional, por el honor de crecer junto a ellos todos los días.

A Nelson Granda y Paúl Salazar por la generosidad en compartir sus conocimientos en el desarrollo de este proyecto, por sus sugerencias y sobre todo por su amistad.

A los hermanos que Dios me regalo: Marquito y Christian; por estar incondicionalmente conmigo siempre.

A quien está a mi lado siendo el más constante de los motivadores para que termine este proyecto: gracias Panchito.

A quien estuvo junto a mí en una etapa importante de este camino, a quien le debo mucho de lo que soy y de lo que logré: Diegonski.

A mis amig@s y profesores con los que compartí mi paso por la "Poli", por tantos momentos compartidos, por su apoyo, por sus palabras, por lo que me enseñaron, por acercarme a Dios, por la bendición de compartir su vida con la mía. A todos los que seguían confiando en mí a pesar del tiempo.

Al creador de todo por brindarme la oportunidad de vivir, de aprender, de soñar, de querer, de amar y de disfrutar de personas maravillosas como las que hoy están aquí.

## DEDICATORIA

*A mis padres por ser mí ejemplo de amor, respeto y trabajo.*

*A mi hermana Mony por su cariño y confianza.*

*A quien me enseñó que la realidad puede ser mejor  
que los sueños, y por eso hay que hacer  
realidad lo que soñamos: Pablo †*

<b>CONTENIDO</b>	
<b>DECLARACIÓN</b>	<b>I</b>
<b>CERTIFICACIÓN</b>	<b>II</b>
<b>AGRADECIMIENTOS</b>	<b>III</b>
<b>DEDICATORIA</b>	<b>IV</b>
<b>CONTENIDO</b>	<b>V</b>
<b>RESUMEN</b>	<b>IX</b>
<b>CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN</b>	<b>10</b>
<b>1.1 GENERALIDADES</b>	<b>10</b>
<b>1.2 OBJETIVOS</b>	<b>12</b>
1.2.1 OBJETIVO GENERAL	12
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	12
<b>1.3 DESGLOSE DEL PROYECTO</b>	<b>13</b>
<b>CAPÍTULO 2 MÉTODOS PARA EL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE Y MODELOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA</b>	<b>15</b>
<b>2.1 DEFINICIONES</b>	<b>15</b>
2.1.1 ESTABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA	15
2.1.1.1 Clasificación de estabilidad del sistema eléctrico de potencia	18
2.1.1.1.1 Estabilidad de ángulo del rotor	20
2.1.1.1.2 Estabilidad de frecuencia	20
2.1.1.1.3 Estabilidad de voltaje	24
2.1.2 COLAPSO DE VOLTAJE	26

<b>2.2 MÉTODOS DE ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE</b>	<b>26</b>
2.2.1 ANÁLISIS DINÁMICO	26
2.2.2 ANÁLISIS ESTÁTICO.	27
2.2.2.1 Curvas QV	29
2.2.2.1.1 Análisis de sensibilidad QV	32
2.2.2.2 Flujos de continuación	35
2.2.2.2.1 Metodología de cálculo	36
2.2.2.2.2 Paso predictor	38
2.2.2.2.3 Paso corrector	39
2.2.2.2.4 Aplicación de la técnica de continuación en la obtención de la curva PV	46
2.2.2.2.5 Margen de cargabilidad	49
2.2.2.3 Análisis modal: eigenvectores y factores de participación	56
<b>2.3 MODELOS DEL SISTEMA DE POTENCIA</b>	<b>57</b>
2.3.1 MODELOS DE CARGA (TIPOS DE CARGA Y PARÁMETROS)	57
2.3.1.1 Modelos estáticos	60
2.3.1.2 Modelos dinámicos	68
2.3.1.3 Modelo de carga agregada en DigSilent	71
2.3.2 MODELO DEL GENERADOR	76
2.3.2.1 Curva de Capacidad del Generador	76
2.3.2.2 Modelo de la máquina Síncrona DigSilent	77
2.3.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	77
2.3.4 ELEMENTOS PARA CONTROLAR EL VOLTAJE	80
2.3.4.1 Casos Especiales (SVC)	88
2.3.4.2 EFECTO DE LOS LTC	90

<b>2.4 MEDIDAS PARA EL CONTROL DE VOLTAJE</b>	92
2.4.1 MEDIDAS DE DISEÑO DEL SISTEMA	92
2.4.2 MEDIDAS OPERATIVAS DEL SISTEMA	92
<b><i>CAPÍTULO 3 METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA REALIZACIÓN DE ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE</i></b>	<b>94</b>
3.1 ANÁLISIS DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL PROGRAMA DIGSI- LENT POWER FACTORY PARA LOS ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE.	95
3.1.1 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE UTILIZANDO DIGSI-LENT	95
3.1.2 DIGSI-LENT PROGRAMMING LANGUAGE (DPL)	95
3.2 ESTABLECIMIENTO DE LA HERRAMIENTA DE ANÁLISIS	<b>98</b>
3.3 DEFINICIÓN DE ZONAS DE ESTUDIO	99
3.4 FIJACIÓN DE LAS CONTINGENCIAS PARA LAS QUE SE DETERMINARÁ LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE.	101
3.5 DETERMINACIÓN DEL MARGEN DE CARGABILIDAD PARA LAS CONDICIONES INICIALES DEL SISTEMA Y PARA LAS CONTINGENCIAS SELECCIONADAS	104
3.6 VALIDACIÓN DE LA PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSELECTRIC.	106
3.7 SOLUCIONES TÉCNICAS	107
<b><i>CAPÍTULO 4 APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA REALIZACIÓN DE ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE</i></b>	<b>108</b>
4.1. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE PARA EL SNI ECUATORIANO, AÑO 2010	108

4.1.1.	ESTABLECIMIENTO DE LA HERRAMIENTA DE ANÁLISIS	108
4.1.2.	DEFINICIÓN DE ZONAS DE ESTUDIO	110
4.1.3.	FIJACIÓN DE LAS CONTINGENCIAS PARA LAS QUE SE DETERMINARÁ LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE.	125
4.1.4.	DETERMINAR EL MARGEN DE CARGABILIDAD PARA LAS CONDICIONES INICIALES DEL SISTEMA Y PARA LAS CONTINGENCIAS SELECCIONADAS	136
4.2.	VALIDACIÓN DE LA PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSELECTRIC 2010 – 2020, AÑO 2013	145
4.3.	SUGERENCIAS TÉCNICAS	155
<b><i>CAPÍTULO 5 PROPUESTA DE UN PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACIÓN DE ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN LA DIRECCIÓN DE PLANEAMIENTO.</i></b>		<b>158</b>
5.1	DEFINICIÓN DE TÉRMINOS	158
5.2	CONTENIDO DEL PROCEDIMIENTO	158
<b><i>CAPÍTULO 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</i></b>		<b>166</b>
6.1	CONCLUSIONES	166
6.2	RECOMENDACIONES	168
<b><i>CAPÍTULO 7 BIBLIOGRAFÍA</i></b>		<b>169</b>
<b>ANEXOS</b>		<b>172</b>

## RESUMEN

El presente trabajo contiene una descripción del marco teórico que envuelve a la estabilidad de voltaje, las metodologías de análisis, resaltando el método de flujos de continuación con su aplicación a las Curvas PV, las características del sistema eléctrico de potencia y la implicación del uso de la herramienta computacional DigSilent Power Factory para la realización de este tipo de análisis.

Con el sustento teórico descrito, se desarrolla una metodología para la realización de estudios de estabilidad de voltaje en el Sistema Nacional Interconectado – SNI, que permite determinar barras débiles, contingencias críticas y proponer alternativas al problema de inestabilidad.

Con la metodología de estudio definida, se realiza la aplicación para el análisis de estabilidad de voltaje para diversos casos que configuren un estudio del SNI para el período 2010 - 2013 considerando el plan de expansión de Transmisión 2010-2020 de CELEC-TRANSELECTRIC y el ingreso de las obras de generación planificadas para este período. La aplicación de la metodología y el análisis de los resultados obtenidos, permiten dar sugerencias al plan de la empresa Transmisora desde el punto de vista de estabilidad de voltaje.

Finalmente, se propone un procedimiento para la realización de estudios de estabilidad de voltaje.

# CAPÍTULO 1

## INTRODUCCIÓN

En este capítulo se realiza una breve descripción sobre el fenómeno de estabilidad de voltaje y adicionalmente se describen los objetivos de este proyecto, así como la forma en la que fue estructurado el mismo.

### 1.1 GENERALIDADES

En la planificación y operación de los sistemas eléctricos de potencia, se ha evidenciado que cada vez es más necesario el análisis de estabilidad de voltaje, el desarrollo de estudios, definición de criterios y márgenes de seguridad, debido a la importancia que este fenómeno tiene en la seguridad y calidad del servicio eléctrico [28].

El tema de estabilidad de voltaje en un sistema eléctrico de potencia básicamente se lo puede entender como lo descrito en las siguientes definiciones:

- La capacidad del sistema de mantener niveles aceptables de voltaje en todas sus barras.
- Después de ocurrir una contingencia, el sistema debe ser capaz de retornar a valores aceptables de voltaje en todas sus barras.

Es importante notar que el término “aceptable” no tiene un valor universal, sino más bien es determinado para cada sistema eléctrico de potencia, el rango aceptable es mayor cuando el sistema es afectado por una contingencia.

De acuerdo a lo definido anteriormente, el objetivo que se plantea al analizar la estabilidad de voltaje es que los voltajes, en cada una de las barras del sistema, se encuentren dentro de un rango permitido de operación, es decir, que cumplan la normativa vigente para mantener la calidad del servicio eléctrico, cuando se encuentren en operación normal y luego de haber ocurrido una contingencia. Este rango de operación depende de los recursos disponibles en el sistema, de las políticas de operación y, necesariamente del cumplimiento de las exigencias regulatorias.

El estudio de estabilidad de voltaje se lo puede realizar utilizando herramientas de análisis estático o dinámico, la elección de una u otra depende del objetivo que se plantee en el estudio, incluso se pueden combinar las dos herramientas. Del análisis estático se determina el margen de estabilidad, se identifican barras débiles y reservas de potencia reactiva; mientras que del análisis dinámico se concluye la cronología de eventos y el análisis se lo realiza durante los primeros segundos después de la ocurrencia de la contingencia.

Las consecuencias que provoca la inestabilidad de voltaje pueden llegar incluso a un colapso total del sistema, que es un fenómeno en el cual el sistema perdió estabilidad, y el efecto visible es que los voltajes en las barras decaen en forma incontrolada. Debido a la trascendencia de la pérdida de estabilidad de voltaje en un sistema de potencia, cada día este tema va tomando mayor interés en ser analizado, lo que se ve reflejado en el desarrollo de técnicas analíticas y herramientas computacionales que permiten estudiar los factores que rodean la estabilidad de voltaje.

El tema de estabilidad de voltaje afecta directamente a todos los actores que están interconectados en un sistema de potencia, por lo tanto, debe ser de interés de todos verificar que con las acciones de expansión del sistema de generación y transmisión se garantice que el sistema sea más robusto; y los indicadores de

calidad y seguridad del servicio eléctrico vaya en crecimiento, siendo éste el escenario más favorable o “aceptable”.

A continuación se describen los objetivos de este proyecto y posteriormente la estructura que tiene el mismo a fin de cubrir los objetivos mencionados.

## **1.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO**

### **1.2.1 OBJETIVO GENERAL**

- Realizar un estudio de estabilidad de voltaje del SNI ecuatoriano utilizando el programa DigSilent Power Factory, para el período 2010-2013.

### **1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Implementar una metodología para el análisis de estabilidad de voltaje utilizando el programa DigSilent Power Factory con la finalidad de aplicarla al Sistema Nacional Interconectado – SNI.
- Validar el plan de expansión de CELEC-TRANSELECTRIC, en un horizonte de cuatro años (2010 – 2013) y dar sugerencias desde el punto de vista técnico.
- Proponer un procedimiento para la realización de los estudios de estabilidad de voltaje de la Dirección de Planeamiento del Centro Nacional de Control de Energía – CENACE.

### **1.3 DESGLOSE DEL PROYECTO**

Para desarrollar los objetivos propuestos, al presente proyecto de tesis se lo ha dividido en siete capítulos.

En el Capítulo 1 se presenta una introducción general sobre estabilidad de voltaje en un sistema eléctrico de potencia. Además se definen los objetivos generales y específicos del presente proyecto.

En el Capítulo 2 se realiza una presentación sobre el marco teórico que envuelve al estudio de estabilidad de voltaje, en el que se mencionan los métodos de análisis de estabilidad de voltaje, poniendo especial interés en la teoría de flujos de continuación que es la que se usa en el desarrollo de este proyecto. Luego se trata el tema de modelación matemática del sistema de generación, transmisión y carga enfocado hacia un análisis de estabilidad de voltaje, considerado lo utilizado en el programa DigSilent Power Factory.

En el Capítulo 3 se presenta la metodología propuesta para la realización de análisis de estabilidad de voltaje, considerando los criterios teóricos y la herramienta computacional para el efecto.

En el Capítulo 4 se presenta la aplicación y análisis de los resultados de la metodología a un conjunto de casos que conforman un análisis de estabilidad de voltaje para la configuración actual del sistema nacional interconectado, en base a estos resultados se realiza un análisis de estabilidad de voltaje considerando el plan de expansión de CELEC EP-TRANSELECTRIC para el año 2013.

En el Capítulo 5 se presenta la propuesta del procedimiento para la realización de estudios de estabilidad de voltaje del SNI de la Dirección de Planeamiento del CENACE.

En el Capítulo 6 se presentan las conclusiones y recomendaciones; y en el capítulo 7 la lista de referencias bibliográficas consultadas para la realización de este proyecto.

Finalmente se presentan 2 anexos a este proyecto, el primero corresponde a la descripción del desarrollo de curvas PV utilizando el programa DigSilent Power Factory y en el segundo se encuentran los resultados de los flujos de potencia de los análisis realizados.

## CAPÍTULO 2

### MÉTODOS PARA EL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE Y MODELOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

En este capítulo se realiza una descripción general sobre el marco teórico que involucra la estabilidad de voltaje, al inicio se hace una introducción general sobre la temática de estabilidad en un sistema eléctrico de potencia y su clasificación; posterior a esto y de acuerdo a los objetivos de este proyecto, se describen los métodos para el análisis de estabilidad de voltaje, poniendo especial interés en el método de flujos de continuación, considerando su aplicación a la realización de las curvas PV.

Adicionalmente, se desarrolla el tema de la modelación matemática del sistema de generación, transmisión y carga enfocado hacia un análisis de estabilidad de voltaje, de acuerdo a lo considerado en el programa DigSilent Power Factory.

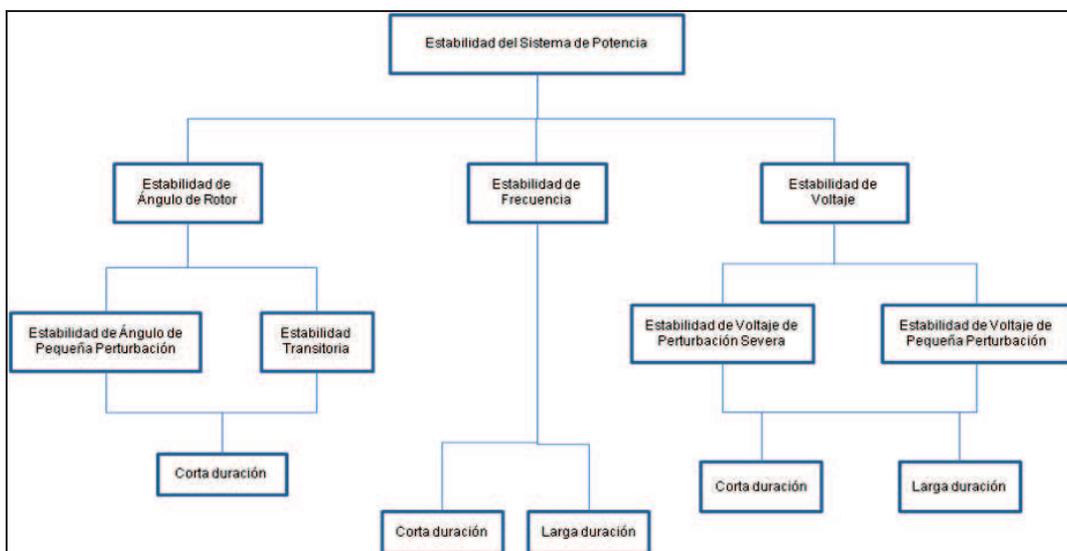
#### 2.1 DEFINICIONES [1]

##### 2.1.1 ESTABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

La Estabilidad de un sistema eléctrico de potencia se refiere a la capacidad del sistema de operar en condiciones normales; y al sufrir una perturbación, recuperar niveles aceptables de operación, que le permitan cumplir con las características de calidad del servicio, que se encuentren descritas en la normativa vigente, definida por el ente regulador.

### 2.1.1.1 Clasificación de estabilidad del sistema eléctrico de potencia

Si bien la clasificación de la estabilidad en sistema de potencia es efectiva para analizar el fenómeno, no se debe perder la idea de la estabilidad completa del sistema, es decir las soluciones que se den para un escenario bajo ciertas características propias del mismo no pueden afectar a otro. En la figura 2.1 se puede ver la clasificación de la estabilidad de un sistema de potencia en las denominadas categorías y subcategorías [2].



**FIGURA 2.1** CLASIFICACIÓN DE ESTABILIDAD DE SISTEMA DE POTENCIA

De acuerdo a la figura 2.1, la estabilidad en sistemas eléctricos de potencia, para propósitos de estudio se la clasifica en tres grandes grupos:

- Estabilidad de ángulo del rotor
- Estabilidad de frecuencia
- Estabilidad de voltaje

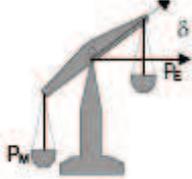
A continuación se va a describir cada una de ellas, dando especial énfasis a la estabilidad de voltaje, debido a que es el tema de estudio de este proyecto.

### 2.1.1.1.1 Estabilidad de ángulo del rotor

La estabilidad de ángulo del rotor, se refiere a la capacidad de las máquinas sincrónicas interconectadas en el sistema eléctrico de potencia de mantener el sincronismo cuando están sujetas a una perturbación, esto involucra la habilidad de mantener el equilibrio entre el torque electromecánico y el torque mecánico.

El estudio de la estabilidad de ángulo del rotor involucra el estudio de las oscilaciones electromecánicas (variables mecánicas como velocidad y torque y; eléctricas como potencia y ángulos eléctricos) que ocurren en el sistema.

Para entender el fenómeno de las oscilaciones se va a ejemplificar con una analogía entre el sistema de potencia y una balanza mecánica [3].

Sistema de Potencia	Analogía (Balanza Mecánica)	
<p>Los generadores del sistema eléctrico de potencia, se encuentran operando en condiciones normales.</p>	<div style="text-align: center;">  </div> <p>Donde:</p> <p>PM = Potencia Mecánica</p> <p>PE = Potencia Eléctrica</p>	
<p>Se presenta una perturbación.</p> <p>Los generadores tratan de satisfacer la potencia activa y reactiva post – perturbación requerida por el sistema.</p> <p>Se asume que la PM es constante por la acción lenta de los controles de velocidad.</p> <p>La velocidad de los rotores cambia, lo que altera el ángulo del rotor (<math>\delta</math>) de los generadores.</p>	<p><b>CASO 1 :</b></p> <p style="text-align: center;">Pérdida de carga.</p> <div style="text-align: center;">  </div> <p>Los rotores se aceleran.</p>	<p><b>CASO 2:</b></p> <p style="text-align: center;">Pérdida de generación.</p> <div style="text-align: center;">  </div> <p>Los rotores se desaceleran.</p>
<p>Cuando (<math>\delta</math>) cambia, la potencia generada también se altera, con lo que la velocidad nuevamente varía.</p> <p>Las oscilaciones comienzan.</p>	<div style="text-align: center;">  </div>	
<p>Los generadores oscilan hasta que el amortiguamiento del sistema reduzca la oscilación.</p>	<div style="text-align: center;">  </div>	

La estabilidad actúa con fuerzas en oposición, en estado estable existe equilibrio entre el torque mecánico y el torque eléctrico cuando existe una perturbación los rotores de los generadores se aceleran o desaceleran provocando que la diferencia angular entre el generador más lento y el más rápido sea mayor, esta diferencia angular provoca que la carga del generador más lento sea transferida al más rápido tratando de reducir su velocidad y por lo tanto la diferencia angular.

La pérdida de sincronismo en un sistema de potencia puede ocurrir entre una máquina y el resto del sistema o entre un grupo de máquinas.

La estabilidad de ángulo es generalmente analizada utilizando simulaciones en el dominio del tiempo.

#### **2.1.1.1.2 Estabilidad de frecuencia**

El sistema es estable desde el punto de vista de la frecuencia cuando la generación total es igual a la demanda del sistema, incluyendo las pérdidas. La inestabilidad de frecuencia se analiza generalmente usando simulaciones en el dominio del tiempo, en las que se plantean escenarios como pérdida de generación o carga.

#### **2.1.1.1.3 Estabilidad de voltaje**

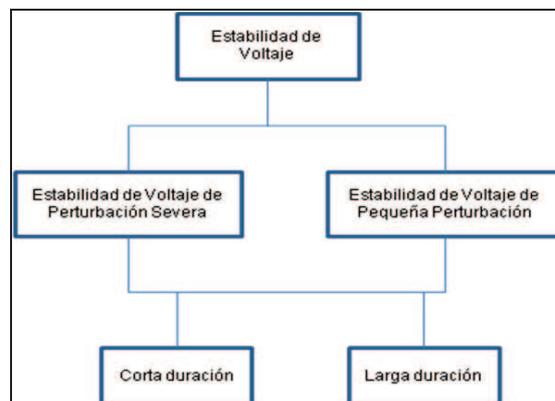
La estabilidad de voltaje es la capacidad que tiene el sistema de mantener niveles de voltaje aceptables de acuerdo a la normativa en todas sus barras, cuando opera en condiciones normales y bajo el efecto de una perturbación. La estabilidad de voltaje está relacionada directamente con la capacidad del sistema de suministrar la potencia reactiva requerida, por lo que se dice que un sistema es

inestable desde el punto de vista de voltaje cuando al inyectar potencia reactiva en una barra, el nivel de voltaje en la misma no aumenta [1, 2].

Una posible consecuencia de la inestabilidad de voltaje es la desconexión de carga en algunas áreas del sistema o la salida de elementos del sistema eléctrico de potencia, por actuación de las protecciones asociadas a los mismos.

A pesar de que la inestabilidad de voltaje es esencialmente un fenómeno local, las consecuencias del mismo pueden tener un impacto general en el sistema, si no es controlado oportunamente.

La inestabilidad de voltaje puede llevar al sistema al colapso, entendiéndose como colapso bajos niveles de voltaje en las barras y que van en sucesión, es decir el sistema no puede recuperarse y se llega a un apagón. En la figura 2.2 se observa la clasificación de la estabilidad de voltaje [1], [2]:



**FIGURA 2.2** CLASIFICACIÓN ESTABILIDAD DE VOLTAJE

A continuación una descripción de la clasificación mostrada en la figura 2.2, [1]:

**Estabilidad de voltaje de perturbación severa:** Se refiere a la capacidad del sistema de mantener voltajes estables luego de una perturbación severa, tal como fallas en el sistema, pérdidas de generación o contingencias de corto circuito.

Esta capacidad es determinada por las características del sistema, la carga, y las interacciones de los controles continuos y discretos de protecciones.

La determinación de la estabilidad de voltaje de perturbación severa requiere la revisión de la respuesta no lineal del sistema de potencia durante el tiempo suficiente para capturar el funcionamiento y las interacciones de los dispositivos como los cambiadores de tomas bajo carga de los transformadores y los limitadores de campo del generador.

El período de tiempo puede extenderse desde unos pocos segundos a unas decenas de minutos. La estabilidad de voltaje de perturbación severa puede ser subdividida en marcos de tiempo transitorio y de larga duración.

**Estabilidad de voltaje de pequeña perturbación:** Esto tipo de estabilidad se refiere a la capacidad del sistema de mantener voltajes estables cuando se lo ha sometido a pequeñas perturbaciones, tales como, cambios incrementales en la carga del sistema. Esta forma de estabilidad está influenciada por las características de las cargas, controles continuos y controles discretos en un instante dado.

Los términos de estabilidad de corta y larga duración, fueron introducidos debido a la necesidad de mediar con los problemas asociados con la respuesta dinámica de los sistemas de potencia. Los tiempos característicos de los procesos y equipos activados por los grandes cambios de voltaje y frecuencia están en un rango de segundos (respuesta de protecciones y control de generadores) hasta algunos minutos (respuesta de regulador de voltaje).

**Estabilidad de voltaje de corta duración:** Incluye la dinámica de los componentes de la carga de respuesta rápida tales como: motores de inducción, cargas electrónicamente controladas y convertidores HVDC. El período de estudio de interés está en el orden de algunos segundos, y el análisis requiere la solución de un sistema apropiado de ecuaciones diferenciales, similar al análisis de estabilidad de ángulo.

**Estabilidad de voltaje de larga duración:** Incluye a los equipos de respuesta lenta tales como los LTCs (Load Tap Changers o cambiadores de tap bajo carga), cargas controladas por temperatura y limitadores de corrientes del generador. La inestabilidad de larga duración, se refiere por ejemplo cuando la carga trata de restaurar su potencia más allá de la capacidad de la red de transmisión y de la generación conectada.

El período de estudio de interés puede extenderse a varios minutos y se requiere de simulaciones de larga duración para el análisis del desempeño dinámico. La estabilidad usualmente está determinada por la salida resultante del equipamiento, en vez de la magnitud de disturbio inicial. En muchos casos, el análisis estático puede ser usado para estimar los márgenes de estabilidad, identificar los factores que influyen en la estabilidad y mostrar una amplia variedad de condiciones del sistema y un gran número de escenarios.

### **2.1.2 COLAPSO DE VOLTAJE**

Cuando una secuencia de eventos es acompañada por una inestabilidad de voltaje, llevando el sistema a una caída de voltaje a niveles tan bajos que es imposible recuperarlo, este fenómeno se conoce como Colapso de Voltaje. Los efectos de un colapso de voltaje son mucho más serios que un período con bajos voltajes, gran parte del sistema puede experimentar un apagón [4].

La fuerza que maneja la inestabilidad de voltaje es por lo general la carga, al reaccionar ante un disturbio, la potencia consumida por las cargas tiende a ser restaurada por los reguladores de los generadores o los cambios en los taps de los transformadores, esto conlleva a un incremento en el consumo de potencia reactiva y por ende el voltaje se reduce.

Entre los factores importantes que contribuyen en la inestabilidad de voltaje se considera: la caída de voltaje que se presenta cuando la potencia activa y reactiva atraviesa las reactancias inductivas de la red de transmisión, los generadores llegan a sus límites máximos de capacidad de corriente de campo, la demanda de potencia reactiva es mayor que la disponible.

El colapso de voltaje tiene las siguientes características:

- Es un fenómeno catastrófico e inesperado que tiene severos efectos en la red o en partes de la misma.
- Generalmente va acompañado por condiciones de alta carga en el sistema y/o salidas de elementos del sistema que limitan la capacidad de transferencia de potencia.

El colapso de voltaje no sólo involucra aspectos técnicos sino también económicos, algunos de los cuales se mencionan a continuación [6]:

- Los diferentes equipos instalados en el sistema nacional pueden sufrir deterioro al suspenderse el servicio eléctrico intempestivamente, lo que puede incidir en su mantenimiento o reposición.
- La industria de un país es directamente afectada, ya que se suspende la producción; los procesos y productos relacionados a la misma se pueden deteriorar o perder.
- El sector comercial, es afectado por la suspensión del servicio; ya que tienen que suspender la atención a sus establecimientos.

- Los agentes generadores y distribuidores se ven afectados de la siguiente forma:
  - Los Generadores no pueden vender su producción.
  - Los Distribuidores no pueden comercializar energía.

Al colapso de voltaje se lo puede clasificar en tres tipos [5]:

1. *Colapso de Voltaje Dinámico*: ocurre cuando el estado post-falla cae fuera de la región de estabilidad transitoria post-falla, de manera que no se puede recobrar el equilibrio.
2. *Colapso de Voltaje Paramétrico*: ocurre cuando el sistema está localizado (como resultado de cambio de carga o pérdidas de generación o líneas de transmisión) en una región de espacio de parámetros, de la cual no puede regresar a un punto de operación estable.
3. *Colapso de Voltaje Relacionado con el Equipamiento*: el colapso está relacionado con la operación de ciertos equipos, especialmente con los LTCs y AVR's (Automatic Voltage Regulator o regulador automático de voltaje).

La estabilidad de voltaje generalmente es analizada utilizando dos técnicas:

- Simulaciones en el dominio del tiempo y
- Análisis en estado estable.

La aplicación de cualquiera de estas dos técnicas depende del fenómeno de estabilidad o del fenómeno bajo investigación, en la siguiente sección se describen los métodos de análisis.

## 2.2 MÉTODOS DE ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE

Uno de los objetivos de la estabilidad de voltaje, es encontrar que tan cerca está el sistema al punto de colapso, el cual puede ser determinado en función de la carga y reserva de potencia reactiva, entre otros.

La importancia de buscar la distancia al punto de inestabilidad es la determinación del margen de cargabilidad del sistema, lo que conlleva a determinar las medidas preventivas que se deberían tomar para evitar que el fenómeno del colapso ocurra y el espacio de tiempo en el que se deberían considerar estas medidas.

El análisis de estabilidad de voltaje, se lo puede hacer usando las herramientas para el análisis dinámico o estático, la elección se basa en los objetivos planteados en el estudio, velocidad de cálculo computacional, etc. A continuación se presenta una descripción de cada una de estas herramientas de análisis a considerar:

### 2.2.1 ANÁLISIS DINÁMICO

El análisis dinámico busca determinar la cronología de los eventos que llevan a la inestabilidad de voltaje, la resolución matemática es a través de ecuaciones diferenciales y usa simulaciones en el dominio del tiempo. Estas simulaciones se las usa para estudiar casos específicos de eventos que provocan colapso, para analizar los sistemas de protecciones y de control del sistema eléctrico de potencia.

La figura 2.3, muestra un ejemplo de un resultado computacional del estudio de estabilidad de voltaje [5] en el que se presenta lo que ocurre en el transcurso del

tiempo con el voltaje en la carga a medida que el sistema es sometido a diferentes perturbaciones.

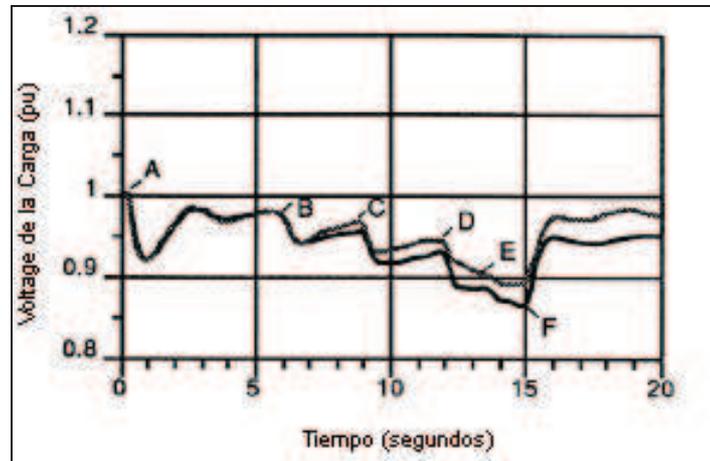


FIGURA 2.3 VOLTAJE EN LA CARGA

### 2.2.2 ANÁLISIS ESTÁTICO.

El análisis estático se lo utiliza para determinar límites y localización de áreas problema, éste utiliza ecuaciones algebraicas para representar las condiciones del sistema, el flujo de potencia y las características de voltaje y potencia.

Las metodologías utilizadas para este análisis son:

- Curvas QV
- Técnica de Continuación (Curvas PV)
- Análisis Modal: Eigenvectores y factores de participación
- Descomposición del Valor Singular

#### 2.2.2.1 CURVAS QV

Las curvas QV, se grafican relacionando la cantidad de potencia reactiva que se debe inyectar a una barra para mantener su nivel de voltaje en rangos aceptables, considerando constante la transferencia de potencia activa.

Con el sistema mostrado en la figura 2.4, se ejemplifica la realización de este tipo de curvas [3]:

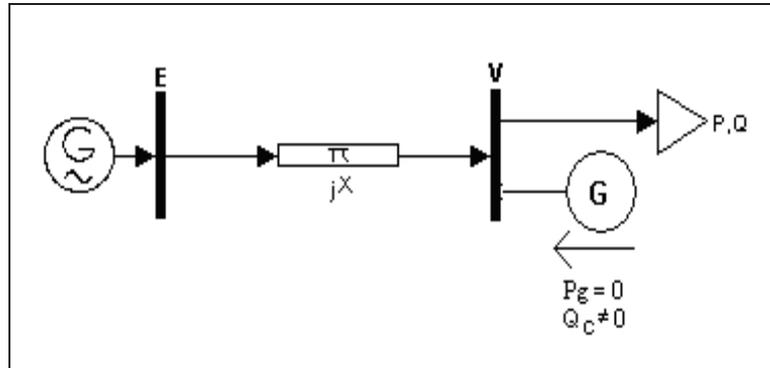


FIGURA 2.4 SISTEMA PARA DETERMINAR CURVAS QV

Se considera un generador con un voltaje ( $E$ ), que alimenta una carga ( $P, Q$ ) a través de una línea de transmisión de reactancia ( $jX$ ). Para la determinación de las curvas QV se conecta un generador ficticio con potencia activa cero (compensador síncrono) y se registra la potencia reactiva ( $Q_c$ ) producida cuando el voltaje terminal ( $V$ ) está siendo variado.

Las ecuaciones del flujo de potencia para el sistema de la figura 2.4 son:

$$P = -\frac{EV}{X} \sin \theta \quad (2.1a)$$

$$Q - Q_c = -\frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X} \cos \theta \quad (2.1b)$$

Para cada valor de voltaje  $V$ , primero se obtiene  $\theta$  de (2.1a), luego se calcula la potencia reactiva  $Q_c$  de (2.1b).

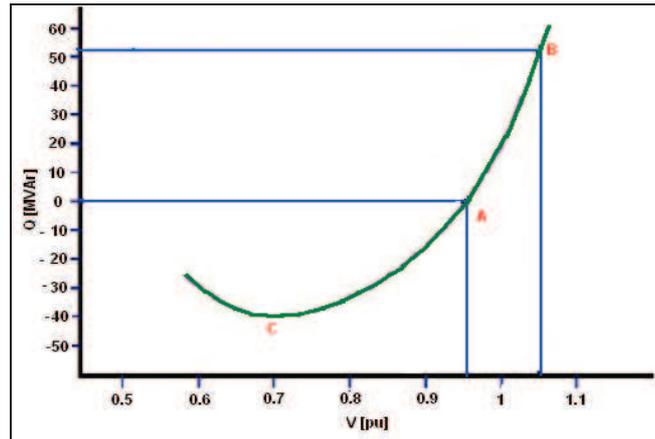


FIGURA 2.5 CURVA QV TÍPICA

En la figura 2.5, se presenta una curva QV típica, en la que se puede identificar lo siguiente:

- En el punto A el voltaje en la barra es aproximadamente de 0.95 pu considerando que no se inyecta potencia reactiva.
- Para subir el voltaje a 1.05, punto B de la figura, aproximadamente se requiere inyectar 50 MVAR.
- El punto C es el punto de inestabilidad de voltaje, para este caso ejemplo si el voltaje bajo de 0.7 pu, la zona donde se encuentra esta barra colapsará.

El punto de la curva QV, donde la derivada  $dQ/dV$  es igual a cero, representa el límite de estabilidad de voltaje (Punto C de la figura 2.5). Si este punto se encuentra sobre el eje horizontal, el sistema es deficiente en potencia reactiva por lo que es necesario inyectar una cantidad adicional de la misma para evitar un colapso de voltaje.

De las curvas QV se obtiene la siguiente información:

- Proporcionar el margen de potencia reactiva en la barra de análisis, el mismo que es la distancia en MVARs desde el punto de operación hasta el codo de la curva.

- Concluir la robustez de la barra, a través de la pendiente de la curva QV.
- Identificar la barra más débil, la cual presentará una o más de las siguientes condiciones:

- (a) Tiene el punto de colapso de voltaje más alto en la curva QV
- (b) Tiene el menor margen de potencia reactiva
- (c) Tiene la mayor deficiencia de potencia reactiva
- (d) Tiene el porcentaje más alto de variación de voltaje.

### 2.2.2.1.1 Análisis de Sensibilidad VQ

En una barra la sensibilidad VQ representa la pendiente de la curva QV en un punto de operación. Cuando la sensibilidad es positiva indica que la operación del sistema es estable y mientras más pequeña sea la sensibilidad, más estable es el sistema, la sensibilidad negativa indica que la operación del sistema es inestable; en el límite de estabilidad la sensibilidad es infinita.

A continuación el desarrollo matemático que justifica lo descrito:

Al realizar el flujo de carga uno de los parámetros que se busca conocer es el voltaje en cada barra que satisfaga las siguientes ecuaciones:

$$\Delta P_i = 0 \quad (2.2)$$

$$\Delta Q_i = 0 \quad (2.3)$$

$$\Delta P_i = P_i - \sum_{i,j=1}^n Y_{ij} V_j V_i \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (2.4)$$

$$\Delta Q_i = Q_i - \sum_{i,j=1}^n Y_{ij} V_j V_i \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (2.5)$$

En donde:

- Y: Matriz de Admitancias

- P: Potencia Activa
- Q: Potencia Reactiva
- $\delta$ : Variación del ángulo de voltaje en la barra

Las ecuaciones (2.4) y (2.5) se las puede escribir en forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

En donde:

- $\Delta P$  = Es el cambio incremental en la potencia activa de la barra
- $\Delta Q$  = Es el cambio incremental en la inyección de potencia reactiva de la barra
- $\Delta \delta$  = Es el cambio incremental en el ángulo de voltaje de la barra
- $\Delta V$  = Es el cambio incremental en el voltaje de la barra

De la ecuación (2.6) la matriz Jacobiana está definida como:

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{P\delta} & \mathbf{J}_{PV} \\ \mathbf{J}_{Q\delta} & \mathbf{J}_{QV} \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Los elementos de la matriz J dan la sensibilidad entre los flujos de potencia y los cambios en los voltajes de las barras.

La estabilidad de voltaje es afectada por P y Q. Existe una estrecha relación entre la potencia reactiva y el voltaje en el sistema, por lo que se considera a la submatriz  $J_{QV}$  de la matriz (2.7), ya que involucra las derivadas parciales de la potencia reactiva respecto al voltaje y considerando constante la transferencia de potencia de activa se tiene:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{P\delta} & \mathbf{J}_{PV} \\ \mathbf{J}_{Q\delta} & \mathbf{J}_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

De la ecuación (2.8) se tiene:

$$\mathbf{J}_{P\delta} \Delta\delta + \mathbf{J}_{PV} \Delta V = 0 \quad (2.9)$$

$$\Delta\delta = -\mathbf{J}_{P\delta}^{-1} \mathbf{J}_{PV} \Delta V \quad (2.10)$$

$$\Delta Q = \mathbf{J}_{Q\delta} \Delta\delta + \mathbf{J}_{QV} \Delta V \quad (2.11)$$

Reemplazando la ecuación (2.10) en (2.11):

$$\Delta Q = \mathbf{J}_{Q\delta} (-\mathbf{J}_{P\delta}^{-1} \mathbf{J}_{PV} \Delta V) + \mathbf{J}_{QV} \Delta V \quad (2.12)$$

$$\Delta Q = (\mathbf{J}_{QV} - \mathbf{J}_{Q\delta} \mathbf{J}_{P\delta}^{-1} \mathbf{J}_{PV}) \Delta V \quad (2.13)$$

De donde se define a la matriz Jacobiana reducida  $\mathbf{J}_R$  como:

$$\mathbf{J}_R = \mathbf{J}_{QV} - \mathbf{J}_{Q\delta} \mathbf{J}_{P\delta}^{-1} \mathbf{J}_{PV} \quad (2.14)$$

$$\Delta Q = \mathbf{J}_R \Delta V \quad (2.15)$$

La matriz  $\mathbf{J}_R$  describe el efecto de las magnitudes de los voltajes con las inyecciones de potencia reactiva en la red.

Otro método para determinar la barra más débil del sistema, es analizando la relación  $dV/dQ$ . La barra que tenga la más grande variación  $dV/dQ$  antes del colapso es la barra más débil [7].

De la ecuación (2.14) se puede concluir que la matriz Jacobiana será singular cuando las matrices  $\mathbf{J}_R$  o  $\mathbf{J}_{P\delta}$  sean singulares. Considerando que no se presenten

problemas de estabilidad de ángulo, entonces la matriz Jacobiana será únicamente singular si  $J_R$  es singular.

### 2.2.2.2 FLUJOS DE CONTINUACIÓN

#### TÉCNICA DE CONTINUACIÓN

La técnica de continuación es una herramienta matemática en el problema de cálculo de trayectorias de variables de estado en sistemas dependientes de uno o más parámetros.

A continuación se considera el siguiente sistema de ecuaciones no lineales como un ejemplo matemático para entender esta herramienta de cálculo [7]:

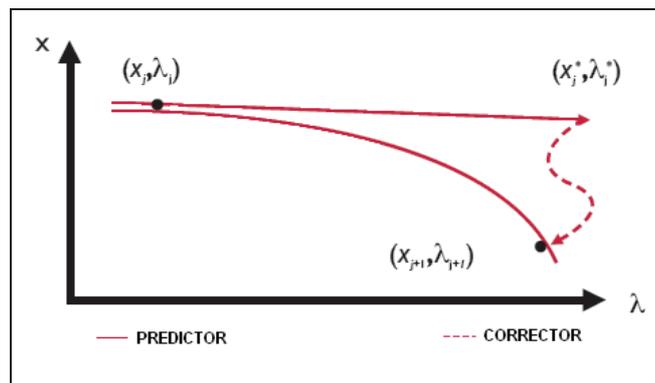
$$g(x, \lambda) = 0 \quad (2.16)$$

Considerando  $(x_0, \lambda_0)$  un punto inicial y solución de (2.16). El problema consiste en encontrar más soluciones del sistema de ecuaciones  $\{(x_1, \lambda_1), (x_2, \lambda_2), \dots\}$ , aumentando progresivamente el factor de escala  $\lambda$  hasta alcanzar su máximo valor. A simple vista no parece complicado el resolver el problema de ecuaciones, bastaría ir aumentando el valor de  $\lambda$ , pero en la práctica este método no es viable en algunos casos cuando aparecen bifurcaciones en las ecuaciones o sistemas mal condicionados. Un sistema mal condicionado se entiende como aquel al que una pequeña perturbación provoca grandes variaciones en las variables del mismo. Esto provoca oscilaciones e incluso divergencia en la solución del sistema durante la convergencia de los métodos de resolución de ecuaciones no lineales como el Newton Raphson. En este caso la técnica de continuación se presenta como una herramienta que mediante la inclusión de ecuaciones adicionales mejoran las condiciones del sistema en las cercanías de la bifurcación.

El propósito por tanto de la técnica de continuación es a partir de una solución  $(x_j, \lambda_j)$  del sistema, obtener una nueva solución  $(x_{j+1}, \lambda_{j+1})$ . Este proceso está dividido en dos partes:

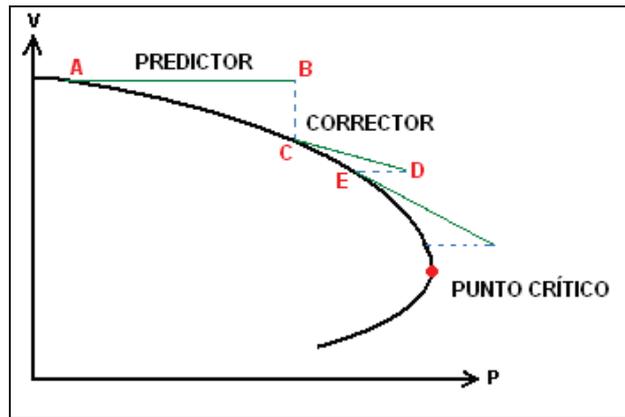
- Predictor
- Corrector

La figura 2.6, muestra como el paso predictor obtiene una primera aproximación  $(x_j^*, \lambda_j^*)$  del nuevo punto, esta solución no satisface (2.16), pero está cerca de hacerlo y se la usa como punto de partida para el corrector, que es el siguiente paso y ahí se resuelve el sistema de ecuaciones.



**FIGURA 2.6** PASOS DE LA TÉCNICA DE CONTINUACIÓN

Aplicando lo descrito al sistema eléctrico de potencia existe una herramienta conocida como flujos de continuación, que aplicando los criterios dados supera el problema de singularidad de la matriz jacobiana del sistema reformulando las ecuaciones del flujo de potencia, de manera que éstas permanezcan bien condicionadas para todas los posibles incrementos de carga; es decir, permite la solución del problema de flujo de potencia para puntos de equilibrio estable e inestable. El método de flujos de continuación presenta varias variantes, especialmente en el paso de predictor y/o corrector, dependiendo de la técnica usada, se lo puede realizar por medio de una parametrización local que es el caso que a continuación se describe, o de una intersección perpendicular [4]:



**FIGURA 2.7** PASOS DEL FLUJO DE CONTINUACIÓN

Los flujos de continuación usan un proceso iterativo que implica pasos de predicción y corrección. Desde una solución inicial conocida (A), se usa un paso predictor tangente para estimar la solución (B) para un patrón especificado de incremento de carga y generación. Luego, el paso corrector determina la solución exacta (C) usando un análisis de flujo de carga convencional con la carga del sistema asumida fija. Los voltajes para un incremento mayor de carga son entonces calculados basándose en un nuevo paso de predicción tangente. Si el nuevo estimado de carga (D) está más allá de la máxima carga de la solución exacta, un paso de corrección con cargas fijas podría no converger; por consiguiente, se aplica un paso de corrección con voltaje fijo en la barra monitoreada para poder encontrar la solución exacta (E). Cuando se ha alcanzado el límite de estabilidad, para determinar exactamente la máxima carga, el tamaño de incremento de carga-generación tiene que ser gradualmente reducido durante los pasos de predicción siguientes.

### 2.2.2.2.1 Metodología de Cálculo

Este método está diseñado para determinar los puntos de equilibrio del sistema con respecto a variaciones de las variables del mismo  $\lambda$ . En los estudios de sistemas de potencia, este método tiene como objetivo determinar las curvas PV y el margen de cargabilidad del sistema. El parámetro que se varía es la carga  $\lambda$ .

Las ecuaciones básicas son similares a las de análisis de flujo de potencia. La reformulación de las ecuaciones de flujo de potencia, con previsión para incrementar generación cuando se incremente la carga puede ser expresada de la siguiente manera:

$$\mathbf{F}(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V}) = \lambda \cdot \mathbf{K} \quad (2.17)$$

Donde:

$\lambda$  = parámetro de carga

$\boldsymbol{\theta}$  = vector de ángulos de voltajes de barra

$\mathbf{V}$  = vector de magnitudes de voltajes de barra

$\mathbf{K}$  = vector que representa el porcentaje de cambio de carga en cada barra.

El anterior conjunto de ecuaciones no lineales se resuelve especificando un valor para  $\lambda$  para el cual  $0 \leq \lambda \leq \lambda_{critico}$ . Donde  $\lambda=0$  representa la condición de caso base y  $\lambda= \lambda_{critico}$  representa la carga crítica. La ecuación 2.17 puede ser reformulada como:

$$\mathbf{F}(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V}, \lambda) = \mathbf{0} \quad (2.18)$$

#### 2.2.2.2 Paso Predictor

El paso predictor usa una aproximación lineal para estimar la siguiente solución para un cambio en una de las variables de estado ( $\boldsymbol{\theta}$ ,  $\mathbf{V}$ , o  $\lambda$ ). Tomando las derivadas de ambos lados de la ecuación 2.18, con las variables de estado correspondientes a la solución inicial, resultará en el siguiente conjunto de ecuaciones lineales:

$$\mathbf{F}_{\boldsymbol{\theta}} d\boldsymbol{\theta} + \mathbf{F}_{\mathbf{V}} d\mathbf{V} + \mathbf{F}_{\lambda} d\lambda = \mathbf{0} \quad (2.19)$$

Que expresado en forma matricial es:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{F}_\theta & \mathbf{F}_V & \mathbf{F}_\lambda \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} = \mathbf{0} \quad (2.20)$$

Dado que se ha incluido  $\lambda$  en las ecuaciones de flujo como una variable desconocida, es necesario tener una ecuación más para resolver las ecuaciones anteriores. Esto se satisface fijando uno de los componentes del vector tangente a +1 o -1. A este componente a menudo se lo llama *parámetro de continuación*. La ecuación 2.20 se convierte en:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{F}_\theta & \mathbf{F}_V & \mathbf{F}_\lambda \\ & \mathbf{e}_k & \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ \pm 1 \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

Donde  $\mathbf{e}_k$  es un vector fila con todos los elementos igual a cero excepto para el  $k$ -ésimo elemento (que corresponde al parámetro de continuación) que es igual a 1. Inicialmente, el parámetro de carga  $\lambda$  se escoge como parámetro de continuación y el correspondiente componente del vector tangente se lo fija a +1. Durante los subsecuentes pasos de predicción, como parámetro de continuación se escoge a la variable de estado que tenga la mayor variación cerca de la solución dada, y el signo de su inclinación determina el signo del correspondiente componente en el vector tangente.

Una vez que se encuentra el vector tangente, la predicción para la próxima solución está dada por:

$$\begin{bmatrix} \theta \\ \mathbf{V} \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta_0 \\ \mathbf{V}_0 \\ \lambda_0 \end{bmatrix} + \sigma \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

Donde el subíndice “0” identifica los valores de las variables de estado en el inicio del paso de predicción. El tamaño del paso  $\sigma$  se escoge de manera que la solución del flujo de potencia exista con el parámetro de continuación especificado. Si para un tamaño de paso dado no se puede encontrar una solución en el paso de corrección, se reduce el tamaño de paso y el paso de corrección es repetido hasta que se obtenga una solución exitosa. En la figura 2.8, se presenta un ejemplo del predictor de paso:

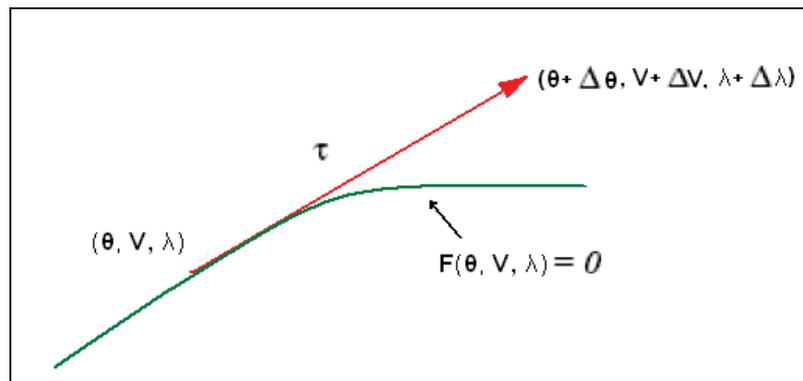


FIGURA 2.8 REPRESENTACIÓN DEL PREDICTOR DE PASO

### 2.2.2.2.3 Paso Corrector

En el paso corrector, al conjunto original de ecuaciones  $\mathbf{F}(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V}, \lambda) = \mathbf{0}$  se le aumenta una ecuación que especifica la variable de estado seleccionada como el parámetro de continuación. Este nuevo conjunto de ecuaciones es:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{F}(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V}, \lambda) \\ x_k - \eta \end{bmatrix} = \mathbf{0} \quad (2.23)$$

Donde  $x_k$  es la variable de estado seleccionada como el parámetro de continuación y  $\eta$  es igual al valor previsto de  $x_k$ . Este conjunto de ecuaciones puede ser resuelto usando el método de Newton Raphson ligeramente modificado. La introducción de una ecuación adicional especificando  $x_k$  hace al jacobiano no singular en el punto crítico. El análisis de flujos de potencia de

continuación puede ser llevado más allá del punto crítico y de esta manera obtener las soluciones de la parte baja de la curva PV.

El componente tangente de  $\lambda$  (es decir  $d\lambda$ ) es positivo para la porción superior de la curva PV, es cero en el punto crítico, y es negativo más allá del punto crítico. De esta manera el signo de  $d\lambda$  indicará si el punto crítico ha sido o no alcanzado. Si el parámetro de continuación es el incremento de carga (corrector de intersección perpendicular), el corrector será una línea vertical en el plano PV. Por otro lado, si la magnitud de voltaje es el parámetro de continuación (corrector de parámetro fijo), el corrector será una línea horizontal. Estas descripciones se presentan en las figuras 2.9 y 2.10:

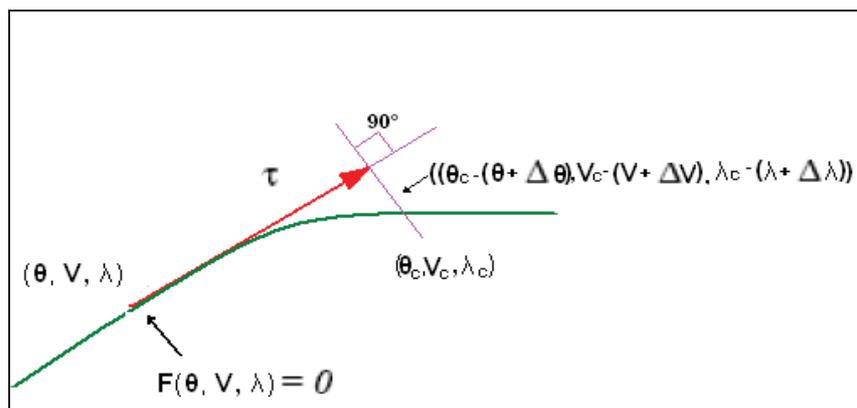


FIGURA 2.9 INTERSECCIÓN PERPENDICULAR DEL CORRECTOR

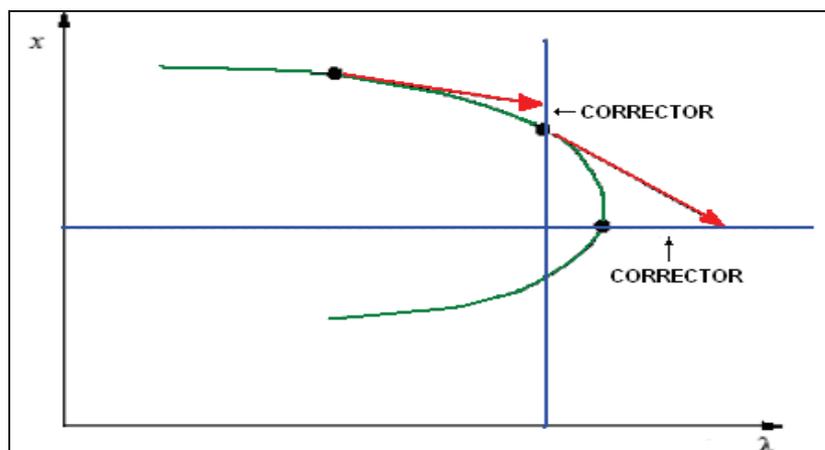


FIGURA 2.10 CORRECTOR DE PASO

#### 2.2.2.2.4 Aplicación de la técnica de continuación en la obtención de la Curva PV

Esta metodología consiste en variar de forma progresiva la carga en una de las barras del sistema de potencia y observar lo que ocurre con el voltaje.

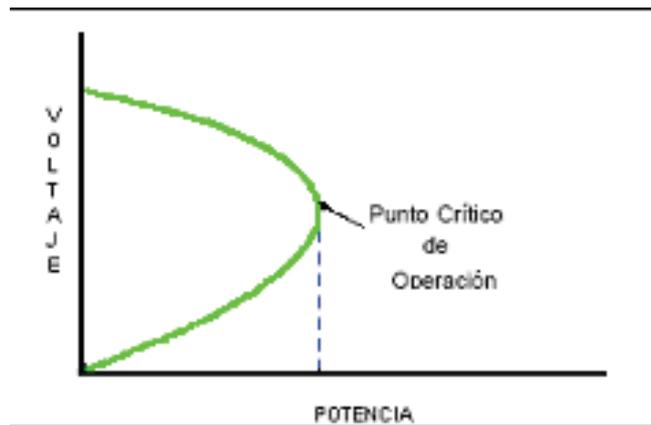


FIGURA 2.11 CURVA PV

De la figura 2.11 se concluye lo siguiente:

- Para un valor de carga por debajo del punto crítico de operación hay dos soluciones de voltaje. El superior corresponde a aquel que se puede alcanzar en la operación, y el inferior es un valor matemático correcto, pero no hay manera de alcanzar este punto en la operación ya que para esas condiciones el sistema entra en un período de inestabilidad.
- Dadas las características de la inestabilidad de voltaje es necesario que el sistema opere lo suficientemente lejos del punto crítico de operación con el fin de evitar problemas de inestabilidad.

El punto crítico en una curva PV es aquel en el se presenta una disminución abrupta del voltaje, conocido también como nariz de la curva o punto de colapso. Se lo puede identificar en la figura 2.12:



FIGURA 2.12 CURVA PV

La curva PV es propia para cada barra en la que se asume crece la demanda, es decir la curva PV es única para cada una de las barras analizadas.

Los puntos de resultado que son el aumento progresivo de la carga y la respuesta del voltaje en la barra, se los grafica en los ejes de coordenadas, para visualizar de forma gráfica el fenómeno de estabilidad de voltaje.

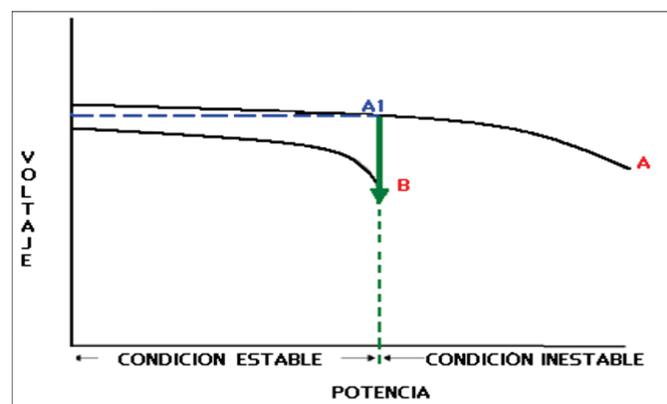


FIGURA 2.13 ZONA ESTABLE E INESTABLE EN LA CURVA PV

Para entender el criterio de estabilidad de voltaje, usando las curvas PV, vamos a analizar la figura 2.13:

Se puede observar que en la curva A, el voltaje permanece relativamente estable hasta el punto A1, por lo que la operación del sistema se la considera en estado

estable hasta este punto, ya que a partir del mismo la variación del voltaje comienza a ser mayor ( la caída es más rápida), hasta llegar al punto de colapso punto A. La curva B representa la ocurrencia de una perturbación como puede ser desconexión de una línea de transmisión, lo que provoca que los voltajes en la barra que se está analizando, sean menores que los de la referencia (curva A) o que el de las condiciones iniciales del sistema. La operación del sistema debe en esta nueva condición considerar la nariz de la curva B y estar preparado para la siguiente contingencia que se daría partiendo ahora de la curva B, como condición inicial.

Una barra sensible con respecto a estabilidad de voltaje puede ser identificada al realizar una contingencia y analizar el de flujo de potencia. Los casos que no logran converger en una solución o que presentan grandes perturbaciones post transitorias de voltaje suelen estar cerca de la inestabilidad de voltaje. Si el programa de flujo de potencia que utilizamos tiene la característica que puede monitorear  $dV / dQ$  de la matriz Jacobiana durante la carrera PV, estos resultados pueden proporcionar información sobre los barras en que las probablemente el colapso va a comenzar. La barra que tiene la mayor tasa de cambio de la  $dV/dQ$  antes del colapso (es decir, la "nariz") es las más débiles de las barras [7].

Una curva PV completa puede ser obtenida a partir de dos métodos. El primero es el aumento de la carga en la zona de estudio y el aumento de la generación externa. El segundo es el aumento de los flujos a través de una interfaz (es decir, cambiando de generación de la zona considerando a la zona externa). Para las zonas externas que se consideran son de recursos limitados se permite el uso de un generador de ficticio, con el único fin de margen de poder establecer el margen de cargabilidad, y este generador no debe suministrar potencia reactiva. A continuación se describe los procedimientos de estos dos métodos de para generar una curva PV.

### ***Desarrollo de la curva PV: Incrementando la carga [7]***

A continuación se describe la metodología que debe seguirse para el desarrollo:

1. Elegir una zona para realizar el estudio en donde la carga se irá incrementando en forma gradual. La zona puede ser alguna que se conozca o se crea que es sensible a la estabilidad de voltaje. La cantidad que puede variar es la carga interna, considerando un factor de potencia y generación externa constante.
2. El modelo de las cargas en la zona de estudio considera un nivel inicial de aproximadamente el 20% de la carga máxima esperada. Como las cargas aumentarán en la zona de estudio, esto provoca que se evidencie cambios en el perfil de voltaje de la zona.
3. Establecer en la zona de estudio un nivel de generación constante de las unidades que se encuentren en línea. La potencia de salida real de los generadores internos debe permanecer inalterada durante el análisis de PV. La potencia reactiva de cada una de las unidades de generación deberá respetar los parámetros técnicos de la unidad. El punto de colapso de voltaje se produce en la zona de estudio después de que la capacidad de inyección de VAR en la zona se agota.
4. Elegir la barra o barras de la zona de estudio en el que los voltajes van a ser supervisados. La selección de las barras debe considerar las que se conoce son más débiles o barras sobre las cuales se quiere tener información de estabilidad.
5. Determinar si los datos que se mostrarán en el eje x van a corresponder a la carga o a los flujos de interfaz, y si las unidades estarán en MW o MVA. Si se utiliza una ruta de interfaz, se debe mostrar todas de las importaciones que recibe la zona. Se sugiere en el eje x mostrar la de carga de la zona estudio en MW.
6. Elegir la condición del sistema a ser simulada. La condición del sistema debe representar a las cargas internas y la generación externa previo al desarrollo del análisis PV. Un análisis PV pre-contingencia del sistema proporciona una indicación de la capacidad máxima para servir a la carga de la zona de estudio. La simulación de las contingencias está

obligada a garantizar el cumplimiento de los márgenes de estabilidad de voltaje y proporciona información sobre el punto de equilibrio operativo después de la ocurrencia de una contingencia.

7. Resolver el caso inicial de flujo de potencia.
8. Registrar las tensiones de las barras de supervisión, y el nivel de carga o el nivel de transferencia por la interfaz en la que se resolvió el caso del flujo de potencia.
9. La escala y la generación de carga externa debe coincidir con el aumento de carga. El incremento de la carga puede ser mayor en los niveles de más baja carga que en los niveles con más carga, ya que éstos están más cerca del punto de colapso. Se puede iniciar escalando la carga a su valor inicial, si el flujo de potencia no converge a una solución después de un aumento de la carga, reducir la ampliación de las cargas a la mitad o una cuarta parte.
10. Los resultados de los análisis PV pueden indicar que el perfil de voltaje de una zona es significativamente menor que las condiciones de funcionamiento aceptable en el punto de colapso. En tales casos, el límite del sistema podría ser determinado por otro criterio de voltaje, tales como la desviación de voltaje post- transitorio aceptable o el mínimo límite de voltaje de operación. Sin embargo, en algunas zonas, normalmente aquellas con un alto grado de compensación shunt, el punto de colapso tendrá lugar en las barras en las que el perfil de voltaje parece aceptable. Por estos casos, el sistema debe ser diseñado con un mismo margen operativo al punto de colapso.

### ***Desarrollo de la curva PV: Incrementando la importación [7]***

A continuación la descripción de metodología que debe seguirse: Elegir una zona receptora como la zona de estudio en donde la generación se reducirá gradualmente. Ésta debería ser una zona en el extremo receptor de una ruta de transmisión limitado.

Las cantidades que pueden variar son la generación interna y externa.

1. Las cargas en la zona de estudio debe ser lo más altas posibles y los factores de potencia deben ser realistas. La generación se desplaza desde la zona externa a la zona de estudio, los efectos de las transferencias a través de un aumento de potencia se evidenciará en el seguimiento a los perfiles de voltaje.
2. Establezca un nivel superior al normal en la generación interna de la zona de estudio. La potencia reactiva de cada una de las unidades de generación deberá respetar los parámetros técnicos de la unidad. El punto de colapso de voltaje se produce en la zona de estudio después de que la capacidad de inyección de VAR en la zona se agota.
3. El procedimiento a seguir es el mismo descrito en los numerales 4, 5, 6, 7 y 8 para el caso anterior de desarrollo de las curvas PV.
4. Variar la generación de la zona de estudio a la zona externa. Los cambios de generación pueden ser mayores o menores a los flujos de la interconexión. En un principio, un cambio de generación de 10% debe ser eficaz. Si el caso de flujo de potencia no converge reducir la variación a la mitad o cuarta parte hasta obtener una solución del flujo de potencia.

La distancia que existe desde el valor inicial de la carga (eje y) hasta la nariz de la curva, es lo que se define como *margen de cargabilidad*, éste depende de las características eléctricas y de de topología propias de cada zona de estudio. La figura 2.14 ilustra este concepto.

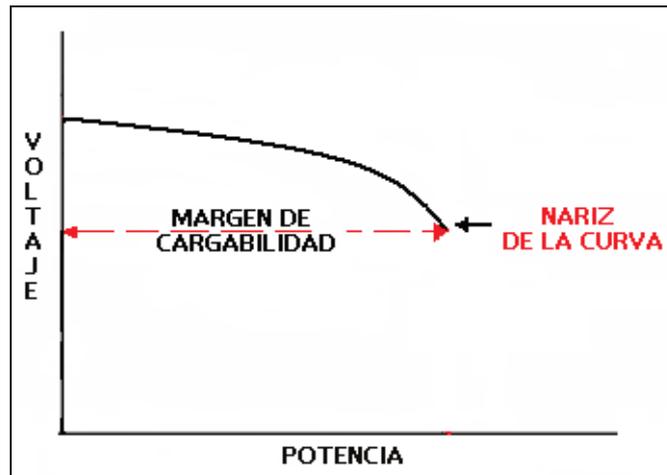


FIGURA 2.14 MARGEN DE CARGABILIDAD EN LA CURVA PV

El margen de cargabilidad de un sistema se lo puede entender como la carga máxima que puede soportar el mismo, antes de que se provoque el colapso de voltaje, a continuación se presenta una descripción más amplia.

#### 2.2.2.2.5 MARGEN DE CARGABILIDAD[4,7,8]

El margen de cargabilidad es la cantidad adicional de carga, dado un patrón de incremento específico, que causaría el colapso de voltaje. El margen de cargabilidad es el más básico y ampliamente usado índice de colapso de voltaje, en otros países existe un seguimiento anual de este índice como forma de verificar la robustez del sistema al considerarse las obras de expansión. Existen varias maneras para definir el margen de cargabilidad, como pueden ser: cambios en potencia activa, cambios de la carga total, cambios en la potencia transferida a través de un enlace, etc.

Entre las ventajas de usar el margen de cargabilidad están:

- El margen de cargabilidad de una medida directa, fácil de entender y muy aceptada.

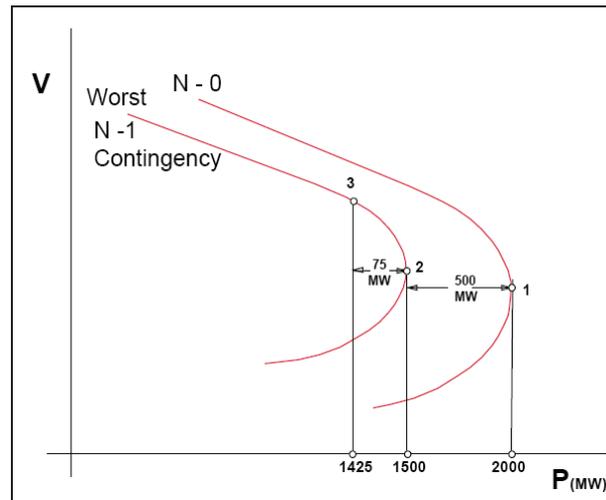
- El margen de cargabilidad no se basa en un modelo específico del sistema de potencia. Además la dinámica de la carga es irrelevante para el margen de cargabilidad.
- Es un índice exacto que considera las no linealidades del sistema de potencia y de sus límites, los cuales no se reflejan directamente en el margen de cargabilidad.
- Una vez que se ha calculado el margen de cargabilidad, es fácil y rápido calcular sus sensibilidades con respecto a cualquier parámetro o control del sistema de potencia.
- El margen de cargabilidad toma en consideración el patrón de incremento de la carga.

Las desventajas del margen de cargabilidad como un índice de colapso de voltaje son:

- Requiere calcular puntos lejanos del punto de operación actual, lo que significa un mayor cálculo computacional, que es su mayor desventaja.
- El margen de cargabilidad requiere suponer una dirección de incremento de carga, información que en ciertas ocasiones no es fácil de obtener.

El margen de cargabilidad puede ser calculado empezando en el punto operativo actual e ir realizando pequeños incrementos de carga y calculando el flujo de potencia en cada incremento hasta que se alcance el codo de la curva PV. En la práctica se usan los métodos de flujos de continuación y métodos directos (método del Punto de Colapso).

Este índice de voltaje se lo puede utilizar en el análisis de una zona de estudio, sujeta a contingencias y se puede determinar puntos de operación segura, se va a utilizar la figura 2.15, para aclarar este criterio:



**FIGURA 2.15** EVALUACIÓN DEL MARGEN DE CARGABILIDAD

Para obtener la figura anterior se realizan numerosos análisis de contingencias y se determina la más crítica desarrollando la curva PV, utilizando cualquiera de los dos métodos descritos anteriormente: aumento de la cargas y / o los flujos del enlace, entonces de la figura anterior se concluye: que la curva P-V N-1 es la que provoca la peor contingencia y reduce el margen de cargabilidad en 500 MW, esta medida se la considera a partir de punto de la nariz de la curva PV N-0 hasta el punto de la nariz de la curva PV N-1 (distancia entre los puntos 1 y 2). Además, se supone una reducción del margen de cargabilidad del 5% en la curva PV N-1 como el peor de los casos, considerando la incertidumbre de la variación de la carga, el 5% se aplica a la carga en el punto 2, entonces el nivel de carga se limita al valor que se muestra en el punto 3, la distancia entre el punto 2 y el punto 3 representa el margen del 5% para la N-1 peor contingencia. Suponiendo que los puntos 1 y 2 representan un nivel de carga máxima o flujo por el enlace de 2000 MW y 1500 MW, respectivamente. Esto resulta en la limitación de la carga de nivel o de flujos a través de un enlace a 1 425 MW ( $0.95 * 1 500 = 1 425$  MW), lo que significa que se puede considerar que la operación segura del sistema a un nivel de carga menor a 1 425 MW, ya que si ahí se presenta la contingencia N-1, se podría mantener estable el sistema; si esta misma contingencia se presenta a niveles superiores el sistema estaría en el punto de inestabilidad.

### 2.2.2.3 Análisis Modal: Eigenvectores y factores de participación[4]

La obtención de valores y vectores propios de la matriz  $\mathbf{J}_R$  definida por la ecuación 2.24, permite identificar características de estabilidad de voltaje.

$$\mathbf{J}_{RQV} = \boldsymbol{\xi} \cdot \boldsymbol{\Lambda} \cdot \boldsymbol{\eta} \quad (2.24)$$

Donde:

$\boldsymbol{\xi}$  = matriz de vectores propios derechos de  $\mathbf{J}_R$

$\boldsymbol{\eta}$  = matriz de vectores propios izquierdos de  $\mathbf{J}_R$

$\boldsymbol{\Lambda}$  = matriz diagonal de valores propios de  $\mathbf{J}_R$

De la ecuación 2.24 se obtiene:

$$\mathbf{J}_{RQV}^{-1} = \boldsymbol{\xi} \cdot \boldsymbol{\Lambda}^{-1} \cdot \boldsymbol{\eta} \quad (2.25)$$

De la ecuación 2.25:

$$\Delta \mathbf{V} = \mathbf{J}_{RQV}^{-1} \cdot \Delta \mathbf{Q}$$

Reemplazando 2.25 en 2.24 se tiene:

$$\Delta \mathbf{V} = \boldsymbol{\xi} \cdot \boldsymbol{\Lambda}^{-1} \cdot \boldsymbol{\eta} \cdot \Delta \mathbf{Q} \quad (2.26)$$

Que es igual a:

$$\Delta \mathbf{V} = \sum_i \frac{\boldsymbol{\xi}_i \cdot \boldsymbol{\eta}_i}{\lambda_i} \Delta \mathbf{Q} \quad (2.27)$$

Donde  $\boldsymbol{\xi}_i$  es el *i-ésimo* vector propio derecho (columna) y  $\boldsymbol{\eta}_i$  es el *i-ésimo* vector propio izquierdo (fila) de  $\mathbf{J}_R$ . Cada valor propio  $\lambda_i$  y los correspondientes vectores propios derecho e izquierdo ( $\boldsymbol{\xi}_i$ ,  $\boldsymbol{\eta}_i$ ) definen el *i-ésimo* modo de respuesta QV.

Dado que  $\boldsymbol{\xi}^{-1} = \boldsymbol{\eta}$  la ecuación 2.26 puede ser escrita como:

$$\eta \Delta \mathbf{V} = \Lambda^{-1} \eta \Delta \mathbf{Q} \quad (2.28)$$

Que es igual a:

$$\mathbf{v} = \Lambda^{-1} \mathbf{q} \quad (2.29)$$

Donde

$\mathbf{v} = \eta \Delta \mathbf{V}$  es el vector de variaciones de voltaje modal

$\mathbf{q} = \eta \Delta \mathbf{Q}$  es el vector de variaciones de potencia reactiva modal

La diferencia entre las ecuaciones 2.15 (si se despeja el  $\Delta \mathbf{V}$ ) y 2.28 es que  $\Lambda^{-1}$  es una matriz diagonal, mientras que  $\mathbf{J}_R^{-1}$  en general es no diagonal. Así para el  $i$ -ésimo modo se tiene:

$$\mathbf{v}_i = \frac{1}{\lambda_i} \mathbf{q}_i \quad (2.30)$$

Si  $\lambda_i > 0$ , el  $i$ -ésimo voltaje modal y la  $i$ -ésima variaciones de potencia reactiva están en la misma dirección, indicando que el sistema es estable. Si  $\lambda_i < 0$ , el  $i$ -ésimo voltaje modal y la  $i$ -ésima variación de potencia reactiva están en direcciones opuestas, indicando que el sistema es inestable. La magnitud de variación de cada voltaje modal es igual a la inversa  $\lambda_i$  veces la magnitud de la variación de potencia reactiva modal. En este sentido, la magnitud de  $\lambda_i$  determina el grado de estabilidad del  $i$ -ésimo voltaje modal. Mientras más pequeña sea la magnitud positiva de  $\lambda_i$ , más cercano esta el  $i$ -ésimo voltaje modal de ser inestable. Cuando  $\lambda_i = 0$ , el  $i$ -ésimo voltaje modal colapsa debido a que cualquier cambio en la potencia reactiva modal causa un cambio infinito en el voltaje modal.

La magnitud de los valores propios puede proveer una medida relativa de proximidad al colapso. Sin embargo, los valores propios no proveen una medida absoluta de la proximidad a la inestabilidad debido a la no linealidad del problema. Cuando el sistema alcanza el punto crítico de estabilidad de voltaje, el análisis

modal es útil para identificar las áreas y elementos críticos que participan en cada modo.

## FACTORES DE PARTICIPACIÓN DE LAS BARRAS

La participación relativa de la barra  $k$  en el modo  $i$  esta dado por el factor de participación de la barra:

$$\mathbf{RPF}_{ki} = \xi_{ki} \cdot \eta_{ik} \quad (2.31)$$

En la ecuación 2.31 se tiene que  $P_{ki}$  determina la contribución de  $\lambda_i$  a la sensibilidad en la barra  $k$ . Los factores de participación de las barras determinan las áreas asociadas con cada modo. La suma de todas las participaciones de las barras para cada modo es igual a la unidad, debido a que los vectores propios derechos e izquierdos están normalizados. El tamaño de la participación de las barras en un modo dado indica la efectividad de las acciones para estabilizar el modo.

## FACTORES DE PARTICIPACIÓN DE LAS RAMAS

Se calcula el factor de participación de rama asociado con el modo  $i$  asumiendo que el vector de variaciones de potencia reactiva modal  $\mathbf{q}$  tiene todos los elementos iguales a cero, excepto para el  $i$ -ésimo, el cual es igual a 1. De la ecuación 2.28, el correspondiente vector de variaciones de potencia reactiva está dado por:

$$\Delta \mathbf{Q}^{(i)} = \boldsymbol{\eta}^{-1} \cdot \mathbf{q} = \boldsymbol{\xi} \cdot \mathbf{q} = \boldsymbol{\xi}_i \quad (2.32)$$

Donde  $\xi_i$  es el  $i$ -ésimo vector propio derecho de  $\mathbf{J}_R$ . Además se asume que todos los vectores propios derechos están normalizados. Dado el vector de variaciones de potencia reactiva igual a  $\Delta Q^{(i)}$ , el vector de variaciones de voltaje de barra  $\Delta V^{(i)}$  es:

$$\Delta V^{(i)} = \frac{1}{\lambda_i} \Delta Q^{(i)} \quad (2.33)$$

El vector de variación de ángulo esta dado por:

$$\Delta \theta^{(i)} = -\mathbf{J}_{P\theta}^{-1} \cdot \mathbf{J}_{PV} \cdot \Delta V^{(i)} \quad (2.34)$$

Con la variaciones de ángulo y voltaje para los extremos de envío y recepción conocidos, pueden calcularse el cambio linealizado de pérdidas de potencia reactiva en la red. La participación relativa de la rama  $j$  en el modo  $i$  esta dado por el factor de participación:

$$P_{ji} = \frac{\Delta Q \text{ pérdidas para la rama } j}{\text{máxima } \Delta Q \text{ pérdidas para todas las ramas}} \quad (2.35)$$

Los factores de participación de las líneas indican, para cada modo, cuales ramas consumen una mayor cantidad de potencia reactiva ante un cambio incremental en la carga reactiva. Ramas con altos factores de participación son enlaces débiles o están altamente cargados. Las participaciones son útiles para identificar las medidas necesarias para aliviar los problemas de estabilidad de voltaje y para la selección de contingencias.

## FACTORES DE PARTICIPACIÓN DE GENERADORES

Como en el caso de participación de ramas, para una variación de potencia reactiva dada, se determina las variaciones de voltaje y ángulo en cada terminal

de los generadores. Éstos son usados para calcular la potencia reactiva producida por cada máquina. La participación relativa de la máquina  $m$  en el modo  $i$  está dado por el factor de participación:

$$P_{mi} = \frac{\Delta Q \text{ para la máquina } m}{\text{máxima } \Delta Q \text{ para todas las máquinas}} \quad (2.36)$$

Para cada modo, los factores de participación de los generadores indican que generadores entregan la mayor potencia reactiva en respuesta a un cambio incremental en la carga reactiva del sistema. Los factores de participación dan importante información acerca de la adecuada distribución de las reservas reactivas en todas las máquinas con el fin de mantener un adecuado margen de estabilidad de voltaje.

Considerando que  $\Delta \mathbf{Q} = \mathbf{0}$  [9] se tiene:

$$\Delta \boldsymbol{\theta} = \mathbf{J}_{RP\theta}^{-1} \Delta \mathbf{P} \quad (2.37)$$

Donde:

$$\mathbf{J}_{RP\theta} = \mathbf{J}_{P\theta} - \mathbf{J}_{PV} \cdot \mathbf{J}_{QV}^{-1} \cdot \mathbf{J}_{Q\theta} \quad (2.38)$$

$\mathbf{J}_{RP\theta}$  es la matriz jacobiana reducida del sistema que incluye solamente a los componentes P y  $\theta$ . El ángulo  $\theta$  es el ángulo del voltaje de barra. El análisis modal sobre la matriz  $\mathbf{J}_{RQV}$  revela el impacto de la potencia reactiva en la estabilidad de voltaje; mientras que, el análisis modal sobre la matriz  $\mathbf{J}_{RP\theta}$  revela el impacto de la potencia activa en la estabilidad de voltaje. Las matrices  $\mathbf{J}_{RP\theta}$  y  $\mathbf{J}_{RQV}$  son singulares en el punto de colapso; además la misma información modal que se obtiene del jacobiano completo  $\mathbf{J}$  en el punto de colapso puede también obtenerse de las matrices  $\mathbf{J}_{RP\theta}$  y  $\mathbf{J}_{RQV}$ . Esto solamente se cumple en el punto de colapso.

Al igual que los factores de participación de barras definidos en (2.31), que en adelante se los denominará “Factores de Participación de Potencia Reactiva (RPF)” se puede definir los Factores de Participación de Potencia Activa (APFs).

Estos factores de participación de potencia activa (APF) se definen como el producto elemento a elemento de los vectores propios derecho e izquierdo de la matriz  $\mathbf{J}_{RP\theta}$ , es decir:

$$\mathbf{APF}_{ki} = \xi_{ki} \cdot \eta_{ik} \quad (2.39)$$

Barras con grandes APF son las barras que limitan el margen de estabilidad del sistema desde la perspectiva de la potencia activa.

### Descomposición del Valor Singular

Los valores singulares se han usado en sistemas de potencia debido a la descomposición ortonormal de las matrices jacobianas. Para una matriz Jacobiana real cuadrada  $n \times n$   $\mathbf{J} = \mathbf{Dz} \mathbf{F}(\mathbf{z}_0, \lambda_0)$  en el punto de equilibrio  $(\mathbf{z}_0, \lambda_0)$ , se tiene que:

$$\mathbf{J} = \mathbf{R} \cdot \mathbf{\Sigma} \cdot \mathbf{S}^T = \sum_{i=1}^n \mathbf{r}_i \cdot \sigma_i \cdot \mathbf{s}_i^T \quad (2.40)$$

Donde los vectores singulares  $\mathbf{r}_i$  y  $\mathbf{s}_i$  son las  $i$ -ésimas columnas de las matrices unitarias  $\mathbf{R}$  y  $\mathbf{S}$ , y  $\mathbf{\Sigma}$  es una matriz diagonal de valores singulares positivos  $\sigma_i$ , de manera que  $\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \dots \geq \sigma_n$ . Los elementos de la diagonal de  $\mathbf{\Sigma}^2$  corresponden a los valores propios de la matriz  $\mathbf{J} \cdot \mathbf{J}^T$ . El vector  $\mathbf{z}$  contiene a las variables de estado y algebraicas del modelo, y  $\lambda$  es el parámetro de cargabilidad.

Esta descomposición del valor singular se usa en el análisis de colapso de voltaje para monitorear el valor singular más pequeño el cual se hace cero en el punto de colapso. En general el jacobiano  $\mathbf{J}$  contiene la primera derivada de las ecuaciones de mismatch de potencia reactiva  $\mathbf{Q}(\mathbf{z}, \lambda)$  con respecto a la magnitud de voltaje  $V \in \mathbf{z}$ . De esta manera la linealización de las ecuaciones de estado estable  $\mathbf{F}(\mathbf{z}, \lambda)=\mathbf{0}$  en el punto de equilibrio  $(\mathbf{z}_0, \lambda_0)$  es:

$$\Delta \mathbf{F}(\mathbf{z}, \lambda) = \mathbf{J} \cdot \Delta \mathbf{z}$$

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \Delta \hat{F}(\hat{z}, V, \lambda) \\ \Delta Q(\hat{z}, V, \lambda) \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} \frac{\partial \hat{F}}{\partial \hat{z}} \big|_{\hat{z}_0, \lambda_0} & \frac{\partial \hat{F}}{\partial V} \big|_{\hat{z}_0, \lambda_0} \\ \frac{\partial Q}{\partial \hat{z}} \big|_{\hat{z}_0, \lambda_0} & \frac{\partial Q}{\partial V} \big|_{\hat{z}_0, \lambda_0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \hat{z} \\ \Delta V \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \hat{z} \\ \Delta V \end{bmatrix} \end{aligned}$$

Para el modelo de flujo de potencia,  $\hat{F}(z, \lambda)$  representa los mismatch de potencia activa  $P(z, \lambda)$ , y  $\hat{z}$  representa los ángulos de voltaje de las barras. En puntos de equilibrio que no sean el punto de colapso se cumple:

$$\begin{bmatrix} \Delta \hat{z} \\ \Delta V \end{bmatrix} = \sum_{i=1}^n \sigma_i^{-1} \cdot s_i \cdot r_i^T \begin{bmatrix} \Delta \hat{F}(\hat{z}, V, \lambda) \\ \Delta Q(\hat{z}, V, \lambda) \end{bmatrix} \quad (2.41)$$

Adviértase que el mínimo valor singular es una medida relativa de cuan cerca se encuentra el sistema al colapso de voltaje. Dado que cerca al punto de colapso  $\sigma_n$  tiende a cero. La ecuación anterior puede escribirse de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \Delta \hat{z} \\ \Delta V \end{bmatrix} \approx \sigma_n^{-1} \cdot s_n \cdot r_n^T \begin{bmatrix} \Delta \hat{F}(\hat{z}, V, \lambda) \\ \Delta Q(\hat{z}, V, \lambda) \end{bmatrix}$$

Los vectores singulares izquierdo y derecho  $r_n$  y  $s_n$  asociados al mínimo valor singular contienen importante información. Los elementos más grandes en el vector singular derecho  $s_n$  indican las magnitudes de voltaje más sensibles (barras críticas), y los elementos más grandes en el vector singular izquierdo  $r_n$  corresponden a la dirección más sensible para cambios de inyección de potencia.

## 2.3 MODELOS DEL SISTEMA DE POTENCIA [10]

Para realizar un correcto análisis en cualquier proyecto de investigación es importante considerar la modelación de los elementos bajo análisis, en esta sección se presenta los modelos del sistema eléctrico de potencia y la descripción de los mismos en la herramienta computacional que se utiliza para el desarrollo del proyecto.

### 2.3.1 MODELOS DE CARGA (TIPOS DE CARGA Y PARÁMETROS)

La modelación de la carga en el sistema eléctrico de potencia varía de acuerdo al tipo de análisis o estudio que se desea realizar sobre el mismo. Dentro de la modelación de la carga existen básicamente dos tipos de modelos los estáticos y los dinámicos.

#### 2.3.1.1 Modelos estáticos

El objetivo principal de los modelos estáticos es determinar la dependencia de la potencia activa y reactiva de la carga en función del voltaje y frecuencia en un instante de tiempo. Para determinar la dependencia con el voltaje de la carga, se

utilizan normalmente dos tipos de modelos que se diferencian por la forma de las ecuaciones que representan la relación entre el voltaje y la potencia. Estos modelos son:

- Modelo Polinomial.
- Modelo Exponencial.

### Modelo polinomial de la carga:

$$P = P_0 \left[ a_1 \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 + a_2 \left( \frac{V}{V_0} \right) + a_3 \right] \quad (2.42)$$

$$Q = Q_0 \left[ a_1 \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 + a_2 \left( \frac{V}{V_0} \right) + a_3 \right] \quad (2.43)$$

Este modelo es también llamado modelo ZIP ya que está conformado por la suma de los modelos de impedancia, potencia y corriente constante.

Las definiciones de cada uno de los parámetros del modelo polinomial de carga varían según el tipo de carga que se vaya a representar. Si es un dispositivo específico de la carga,  $V_0$  es el voltaje nominal del dispositivo,  $P_0$  y  $Q_0$  son la potencia activa o reactiva que consume el dispositivo bajo condiciones de voltaje nominal respectivamente. Si se va a representar un barraje de carga  $V_0$ ,  $P_0$  y  $Q_0$  son tomados como los valores en condiciones iniciales de operación del sistema bajo estudio.

Para este modelo, la suma de los coeficientes  $a_1$ ,  $a_2$  y  $a_3$  es uno y se determinan de acuerdo al modelo carga, así por ejemplo, para una carga netamente resistiva el valor de  $a_3=1$  y los demás coeficientes son iguales a cero.

**Modelo exponencial de la carga:**

Este modelo se presenta de la siguiente forma:

$$P_s(V) = P_o \times \left( \frac{V}{V_o} \right)^{K_p} \quad (2.44)$$

$$Q_s(V) = Q_o \times \left( \frac{V}{V_o} \right)^{K_q} \quad (2.45)$$

En donde en las ecuaciones anteriores:

P<sub>o</sub>: potencia activa inicial o nominal de la barra a voltaje nominal

Q<sub>o</sub>: potencia reactiva inicial o nominal de la barra a voltaje nominal

V<sub>o</sub>: voltaje nominal de la barra.

V: voltaje actual o de solución de la barra.

K<sub>p</sub>: es el índice o constante de voltaje de estado estable de la potencia real.

K<sub>q</sub>: es el índice o constante de voltaje de estado estable de la potencia reactiva.

Los exponentes K<sub>p</sub> y K<sub>q</sub> toman valores según el tipo de carga que se esté modelando, la tabla 2.1 presenta valores comunes para algunos tipos de cargas.

**TABLA 2.1 PARÁMETROS DE ALGUNAS CARGAS**

TIPO DE CARGA	K <sub>p</sub>	K <sub>q</sub>
Acondicionadores	0.88	2.5
Luces fluorescentes	0.96	7.4
Bombas, ventiladores u otros tipo de motores	0.08	1.6
Motores industriales grandes	0.07	0.5
Motores industriales pequeños	0.1	0.6

**Modelo de carga dependiente de la frecuencia:**

El modelo de carga que representa la dependencia de la frecuencia, se obtiene al multiplicar el modelo exponencial o polinomial por un factor de la siguiente forma:

$$[1 + af (f - f_0)] \quad (2.46)$$

Donde:

$f$  = frecuencia actual

$f_0$  = frecuencia nominal

$af$  = parámetro de sensibilidad de la frecuencia

Por ejemplo, utilizando el modelo exponencial se obtiene el siguiente modelo que representa la dependencia de la carga con la frecuencia:

$$\begin{aligned} P &= P_0 \times \left( \frac{V}{V_0} \right)^{k_p} \left[ 1 + k_{pf} (f - f_0) \right] \\ Q &= Q_0 \times \left( \frac{V}{V_0} \right)^{k_q} \left[ 1 + k_{qf} (f - f_0) \right] \end{aligned} \quad (2.47)$$

Así mismo utilizando el modelo polinomial se obtiene la siguiente expresión.

$$\begin{aligned} P &= P_0 \left[ a_1 \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 + a_2 \left( \frac{V}{V_0} \right) + a_3 \right] \times \left[ 1 + k_{pf} (f - f_0) \right] \\ Q &= Q_0 \left[ a_1 \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 + a_2 \left( \frac{V}{V_0} \right) + a_3 \right] \times \left[ 1 + k_{qf} (f - f_0) \right] \end{aligned} \quad (2.48)$$

Donde  $k_{pf}$  y  $k_{qf}$  son los parámetros de sensibilidad de la frecuencia.

### 2.3.1.2 Modelos dinámicos

Los modelos dinámicos son utilizados en estudios de oscilaciones inter-área, estabilidad de voltaje, y en estudios de largos períodos de estabilidad los cuales a menudo requieren que sean modeladas las características dinámicas de la carga.

En estudios de sistemas de potencia con gran cantidad de motores se hace prácticamente obligatorio representar el comportamiento dinámico.

Existen diferentes propuestas para la modelación de la carga dinámica, a continuación se describirán algunos de los modelos propuestos.

### Modelo dinámico no-lineal con recuperación exponencial:

A través de mediciones hechas en laboratorios y en barras de S/E de alto voltaje de sistemas de potencia, el comportamiento de la demanda en una barra del sistema ante un escalón negativo de voltaje presenta la característica que se muestra en la figura 2.16:

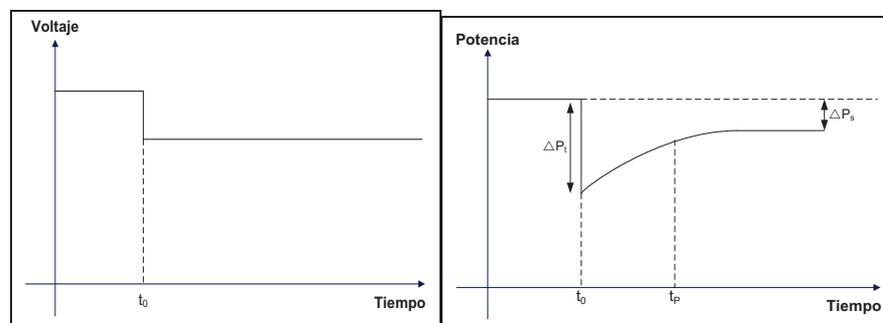


FIGURA 2.16 RESPUESTA DINÁMICA DE LA CARGA.

De este comportamiento se pueden deducir las siguientes características de carga agregada:

- Dado el cambio en el voltaje, inmediatamente la potencia sufre igualmente un cambio.
- Efectuado este cambio, la potencia tiende a recuperarse a un nuevo valor de estado estable.

- Esta recuperación posee una característica exponencial.
- Los valores del escalón inicial de potencia y el valor final de estado estable son relaciones no-lineales con el voltaje.

Cuando sucede el cambio de voltaje en las máquinas de inducción el deslizamiento no cambia inmediatamente, comportándose la carga de una forma estática, luego de esto se empiezan a comportar de una forma dinámica, tendiendo a un nuevo valor de estado estable.

El tiempo de recuperación de la carga puede ir desde la escala de los segundos hasta las horas, dependiendo de la dinámica que se quiera modelar. Para una barra del sistema de potencia las variables fundamentales son el voltaje  $V$ , la potencia activa y reactiva demandada  $P_d$ ,  $Q_d$  y la frecuencia, que en muchos casos es considerada constante, así entonces un modelo que represente las características de la carga anteriormente descrita es de esperar que contenga una relación dinámica no-lineal entre las variables mencionadas.

El conjunto de ecuaciones simplificadas que representa el comportamiento dinámico de un motor de inducción conectado a una barra, posee la siguiente característica en cuanto a forma y variables que se relacionan:

$$\dot{P}_d + f(P_d, V) = g(P_d, V) \dot{V} \quad (2.49)$$

En una forma más general las relaciones entre voltaje y carga pueden estar relacionadas mediante las siguientes variables:

$$f\left(P_d^n, P_d^{n-1}, \dots, \dot{P}_d, P_d^n, V^n, V^{n-1}, \dots, \dot{V}, V\right) = 0 \quad (2.50)$$

En los que los superíndices indican el orden de la derivada, estas ecuaciones son válidas igualmente para la potencia reactiva demandada Qd.

Para dinámicas de primer orden la ecuación anterior toma la siguiente forma:

$$f\left(\dot{P}_d, P_d, \dot{V}, V\right) = 0 \tag{2.51}$$

El modelo estándar de carga dinámica es caracterizado por tres parámetros, dependencia del voltaje de estado estable, dependencia del voltaje de estado transitorio y tiempo de recuperación de la carga, aplicable tanto para potencia activa como reactiva. Un modelo general que reúne las anteriores características, puede ser representado por la siguiente ecuación:

$$T_p \dot{P}_d + P_d = P_s(\sigma) + k_p(\sigma) \dot{V} \tag{2.52}$$

En el cual  $P_s(\sigma)$  y  $k_p(\sigma)$ , son funciones que representan respectivamente el comportamiento en estado estable y transitorio de la carga. Es claro ver como en estado estable, o sea cuando las derivadas van a cero, la potencia demandada es igual a la función  $P_s(\sigma)$ .

$$T_p \dot{P}_d + P_d = P_s(\sigma) + T_p \frac{d}{dt} P_t(\sigma) \tag{2.53}$$

$$P_t(\sigma) = \frac{1}{T_p} \int_0^V k_p(\sigma) d\sigma + C_0 \tag{2.54}$$

La solución para este conjunto de ecuaciones es la siguiente:

$$(2.55)$$

$$(2.56)$$

$$T_p \frac{dP_r}{dt} + P_r = P_s - P_t$$

$$P_d = P_r + P_t$$

En el cual  $P_r$  es una variable de estado y  $P_d$  es la potencia demandada, las funciones  $P_s$  y  $P_t$  que representan la respuesta inicial y final de la carga, son representadas por el modelo estático exponencial, quedando entonces el modelo general de carga de la siguiente forma:

$$T_p \frac{dP_r}{dt} + P_r = P_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^{\alpha_s} - P_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^{\alpha_t} \quad (2.57)$$

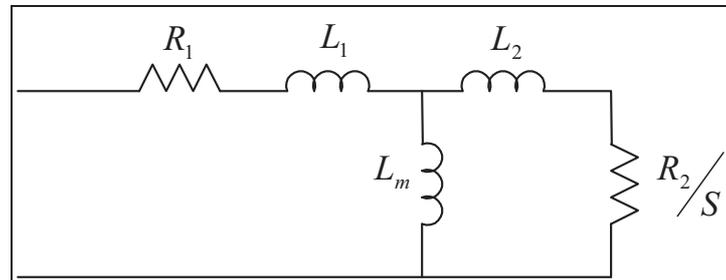
$$P_d = P_r + P_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^{\alpha_t} \quad (2.58)$$

La potencia reactiva es representada por la misma ecuación. Para esta ecuación  $T_p$  es la constante de recuperación de la carga,  $\alpha_s$  es el índice de dependencia de la tensión en estado transitorio,  $\alpha_t$  es el índice de dependencia de la tensión en estado estable,  $V_0$ ,  $P_0$  son el voltaje y la potencia nominal o inicial de la carga respectivamente.

Otra clase de modelo considera la importancia del modelado del comportamiento del motor de inducción, ya que estos consumen del 60% al 70% de la energía suministrada por los sistemas de potencia, por lo que las dinámicas atribuidas a estos son generalmente las más significantes en un sistema de potencia.

La mayoría de los modelos del motor de inducción parten del circuito equivalente que se muestra en la figura 2.17. Dependiendo de las necesidades de precisión en el modelo este puede incluir otras características tales como, un circuito

adicional para el rotor, efectos de la saturación, resistencia variable del rotor y caídas rápidas del voltaje.



**FIGURA 2.17** CIRCUITO EQUIVALENTE DEL MOTOR DE INDUCCIÓN

Los modelos con grandes niveles de detalle basados en este circuito equivalente pueden incluir:

- Las dinámicas mecánicas pero no las dinámicas del flujo.
- Adición de las dinámicas del flujo del rotor.
- Adición de las dinámicas del flujo del estator

Las dinámicas del flujo del estator y del rotor son normalmente despreciadas en análisis de estabilidad, en particular para análisis dinámicos de larga duración.

### 2.3.1.3 Modelo de carga agregada en DigSilent

En el programa DigSilent el modelo general de carga agregada para una barra es representado por una función de transferencia  $F(s)$ , tal como es mostrado en la figura 2.18:

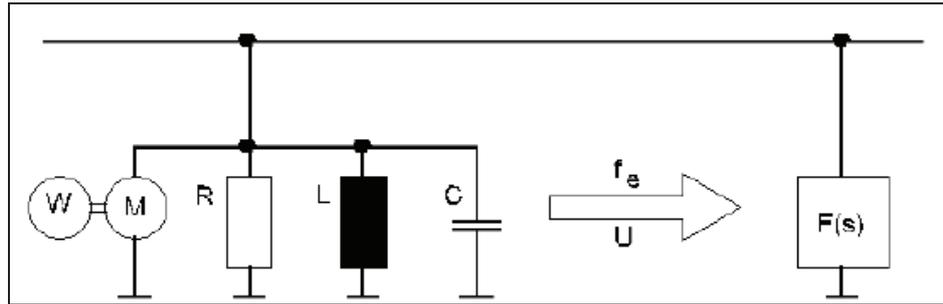
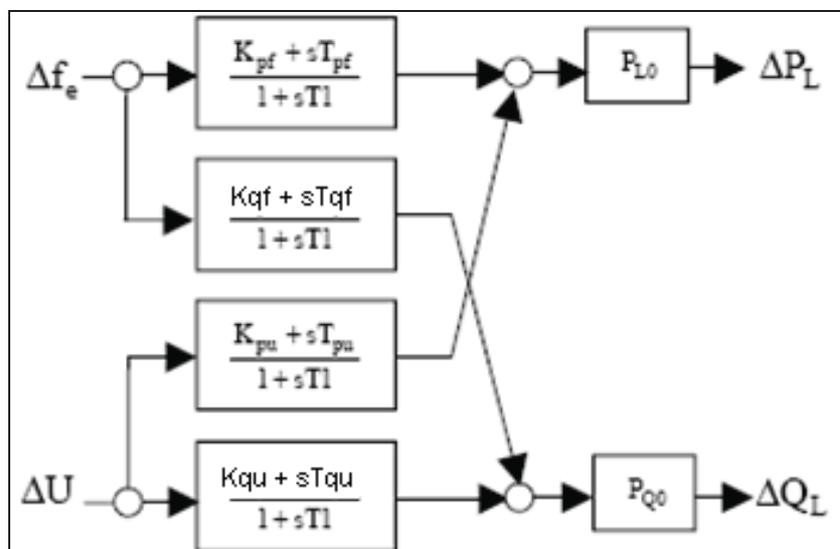


FIGURA 2.18 MODELO DE CARGA AGREGADA EN DigSilent

En este modelo, la carga agregada es expresada por una función en el dominio de LaPlace, en la cual las variables de entrada son voltaje y frecuencia, y la salida es potencia, tanto activa como reactiva.

En este modelo es considerado, tanto la parte dinámica como la parte estática de la carga, introduciendo en el modelo que porcentaje de carga dinámica hay en la carga compuesta.

Para la parte dinámica de la carga, la función  $F(s)$  puede ser descompuesta en un conjunto de diagramas de bloques, los cuales se muestran en la figura 2.19.



**FIGURA 2.19** MODELO DE CARGA AGREGADA EN DigSilent

En donde:

**K<sub>pf</sub>**: constante de la potencia activa dependiente de la frecuencia.

**T<sub>pf</sub>**: constante de recuperación de la potencia activa dependiente de la frecuencia.

**K<sub>qf</sub>**: constante de la potencia reactiva dependiente de la frecuencia.

**T<sub>pf</sub>**: constante de recuperación de la potencia reactiva dependiente de la frecuencia.

**K<sub>pv</sub>**: constante de la potencia activa dependiente del voltaje.

**T<sub>pv</sub>**: constante de recuperación de la potencia activa dependiente del voltaje.

**K<sub>qv</sub>**: constante de la potencia reactiva dependiente del voltaje.

**T<sub>pv</sub>**: constante de recuperación de la potencia reactiva dependiente del voltaje.

**T<sub>1</sub>**: constante de tiempo de la carga dinámica.

**P<sub>Lo</sub>**: potencia activa inicial o de estado estable.

**Q<sub>Lo</sub>**: potencia reactiva inicial o de estado estable.

**Δf**: delta de cambio en la frecuencia.

**ΔV**: delta de cambio en el voltaje.

**ΔP**: incremento de P<sub>Lo</sub> ante un ΔV y Δf.

**ΔQ**: incremento de Q<sub>Lo</sub> ante un ΔV y Δf.

Las constantes K<sub>pv</sub>, K<sub>qv</sub>, K<sub>pf</sub>, K<sub>qf</sub>, son las mismas que se definen para la parte estática de la carga.

El modelo de carga usado por el DigSilent, es una versión linealizada del modelo dinámico no-lineal con recuperación exponencial. Este modelo ha sido aplicado satisfactoriamente en Europa contrastando simulaciones y medidas de campo, en

este sistema las variaciones en la frecuencia y en el voltaje de la red no se alejan mucho de los valores nominales.

### 2.3.2 MODELOS DEL GENERADOR [11]

En la figura 2.20, se muestra una representación esquemática de la máquina sincrónica, en ella se indican las convenciones que se adoptan en cuanto a la posición de los ejes de rotor y a la dirección de las corrientes. Se considerado al eje directo (d) 90 grados adelante del eje de cuadratura (q) y la máquina se modela como generador. Se tienen tres devanados sobre el estator, uno por cada fase y cuatro sobre el rotor: Circuito de campo (f), devanados de amortiguamiento sobre los ejes directo y de cuadratura ( $k_d$ ,  $k_q$ ), y el devanado que representa las corrientes de Eddy en el rotor (g).

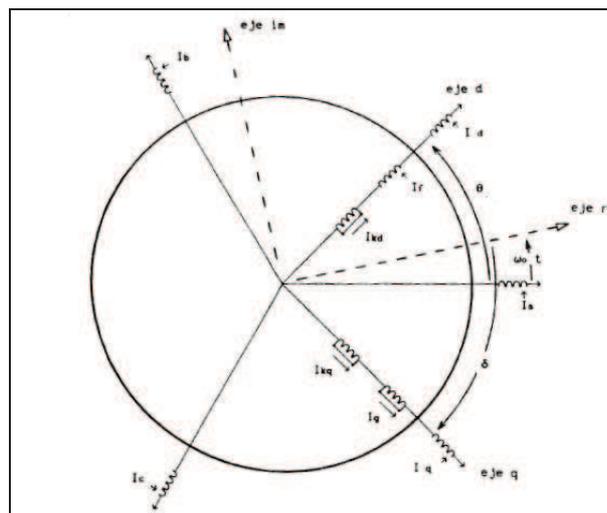


FIGURA 2.20 DIAGRAMA MAQUINA SINCRÓNICA

El comportamiento de las variables eléctricas del generador queda definido por las ecuaciones de voltaje y los flujos de los devanados. Las ecuaciones de voltaje de los devanados de estator, con referencia (a,b,c), se expresan en función de inductancias que varían con la posición del rotor. Cambiando la referencia de las ecuaciones del estator, fases (a,b,c), a los ejes (d,q,o) del rotor, se logra expresar estas ecuaciones en función de inductancias invariantes en el tiempo.

En la figura anterior los devanados más externos sobre los ejes (d,q) del rotor representan los devanados de estator referidos al rotor. La transformación de coordenadas se realiza por medio de la transformación modal de Park, con la que se pasa del marco de referencia (a,b,c), estático y variante con el tiempo, al marco de referencia (d,q,o), giratorio e invariante con el tiempo.

$$Vd = -rxId - \frac{d\Psi d}{dt} - wx\Psi q \quad (2.59)$$

$$Vq = -rxIq - \frac{d\Psi q}{dt} + wx\Psi d \quad (2.60)$$

$$Vf = -rfxIf - \frac{d\Psi f}{dt} \quad (2.61)$$

$$0 = -rgxIg - \frac{d\Psi g}{dt} \quad (2.62)$$

$$0 = -rkdxIk d - \frac{d\Psi kd}{dt} \quad (2.63)$$

$$0 = -rkqxIk q - \frac{d\Psi kq}{dt} \quad (2.64)$$

$$\Psi d = LdxId + LmdxIf + LmdxIk d \quad (2.65)$$

$$\Psi q = LqxId + LmqxIg + LmqxIk q \quad (2.66)$$

$$\Psi f = LmdxId + LfxIf + LmdxIk d \quad (2.67)$$

$$\Psi g = -LmqxIq + LgxIg - LmqxIk q \quad (2.68)$$

$$\Psi kd = LmdxId + LmfxIf + LkdxIk d \quad (2.69)$$

$$\Psi kq = -LmqxIq - LmgxIg + LkqxIk q \quad (2.70)$$

Las ecuaciones de potencia activa y reactiva, la ecuación de torque eléctrico y la ecuación de oscilación completan el modelo matemático:

$$P = V_{dx}I_d + V_{qx}I_q \quad (2.71)$$

$$Q = V_{dx}I_q - V_{qx}I_d \quad (2.72)$$

$$T_e = (L_d - L_q)I_d I_q + L_{mdl}I_f I_q + L_{mdl}k_d I_q + L_{mq}I_k I_d + L_{mq}I_g I_d \quad (2.73)$$

$$\frac{2H}{W_o} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = T_m - T_e \quad (2.74)$$

El comportamiento del generador se determina por el sistema de ecuaciones descritas anteriormente; de aquí que una alternativa de solución al problema dinámico sea resolver directamente ese conjunto de ecuaciones. En las que se conocen, o es posible determinar, el valor de los parámetros (inercia (H), Resistencia e Inductancias), a partir de datos del fabricante o por pruebas realizadas a los equipos.

Sin embargo, la utilización de las ecuaciones para la solución del problema de estabilidad en sistemas de potencia se enfrenta al problema que plantea la inclusión de los términos  $d\Psi_d/dt$  y  $d\Psi_q/dt$  en las ecuaciones de voltaje del estator. La eliminación de esos términos de voltaje equivale a despreciar los fenómenos transitorios en el estator. En el estudio de estabilidad es práctica común eliminar los términos  $d\psi_d/dt$  y  $d\psi_q/dt$  para lograr una simplificación en el análisis, considerando que su influencia es relativamente pequeña en los tiempos de interés.

En las simulaciones se deben tener las siguientes consideraciones:

Se representa solo voltajes y corrientes de frecuencia fundamental, tanto en el estator como en el sistema de potencia. Se desprecian, por lo tanto, las componentes armónicas de voltaje y corriente, así como, las componentes de corriente directa en las corrientes de estator. Esto permite que los voltajes y corrientes del generador y del sistema puedan ser representados por medio de fasores. Las ecuaciones del sistema eléctrico de potencia se manejan algebraicamente en el plano complejo y los fasores de la máquina se describen por medio de ecuaciones diferenciales y algebraicas.

### 2.3.2.1 Curva de Capacidad del Generador

Para el análisis de estabilidad de voltajes es de especial interés la capacidad reactiva del generador debido a la necesidad de maximizar la entrega de potencia reactiva para mantener niveles adecuados de voltaje. En esta sección se realiza una descripción de la curva de capacidad del generador

La curva de capacidad se grafica en términos de un voltaje especificado y el factor de potencia (usualmente 0.85 a 0.9 p.u.), en los ejes P y Q. Sin embargo la región de operación de la máquina está restringida por:

- La corriente de armadura.
- La corriente de campo.
- Límites de refrigeración.

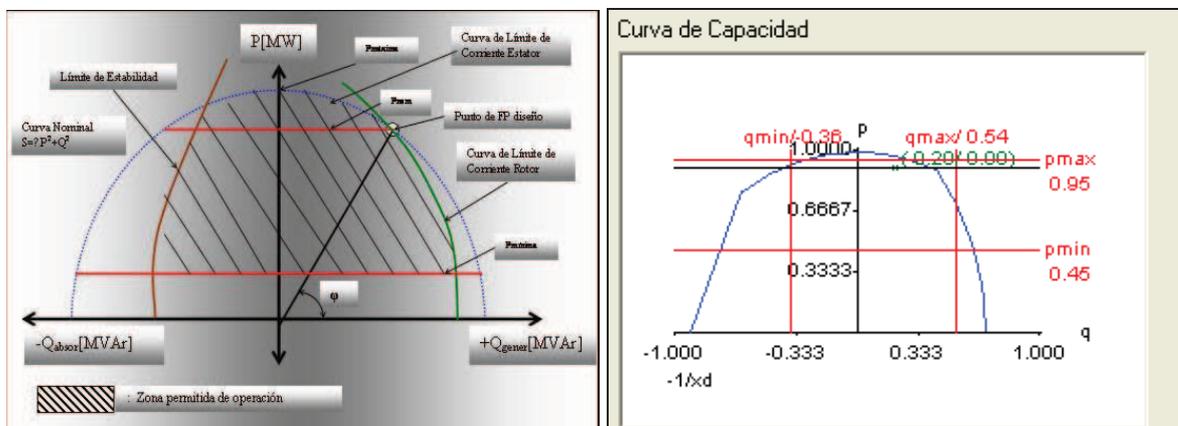
**La corriente de armadura** provoca pérdidas por efecto Joule ( $I^2 \times R$ ) en las bobinas del estator y esta energía produce un calentamiento en los devanados del

generador, por lo tanto se busca no sobrecargar el generador y no sobrepasar los límites de temperatura de la máquina, para no reducir su vida útil.

**La corriente de campo** también produce pérdidas y es la segunda limitación en la operación del generador.

**El sistema de refrigeración** es el encargado de controlar los límites de temperatura de cada generador, por lo tanto también restringe su operación para que no se excedan los límites permitidos.

En la figura 2.22, se presenta una curva típica de capacidad nominal de la máquina, con los límites de corriente de campo, corriente de armadura, etc.



**FIGURA 2.22** CURVA TÍPICA DE CAPACIDAD NOMINAL DE MÁQUINA

### Sistemas de Excitación:

Un sistema de excitación o un sistema de control de excitación es una combinación de aparatos diseñados para suministrar y controlar la corriente de campo del generador por medio de reguladores de automáticos.

En la operación del sistema eléctrico en estado estable el sistema de excitación controla el voltaje del generador, el cual deberá permanecer dentro de un rango de variación muy pequeño para las diferentes condiciones de operación, también es el medio para distribuir la potencia reactiva entre los generadores operando en paralelo. Los sistemas de excitación deberán además influir durante los procesos transitorios, por lo que es importante considerar las características de los sistemas eléctricos y requerimientos específicos en diferentes problemas. En la figura 2.23, se presenta un diagrama esquemático de control de voltaje con la maquina y el sistema de potencia.

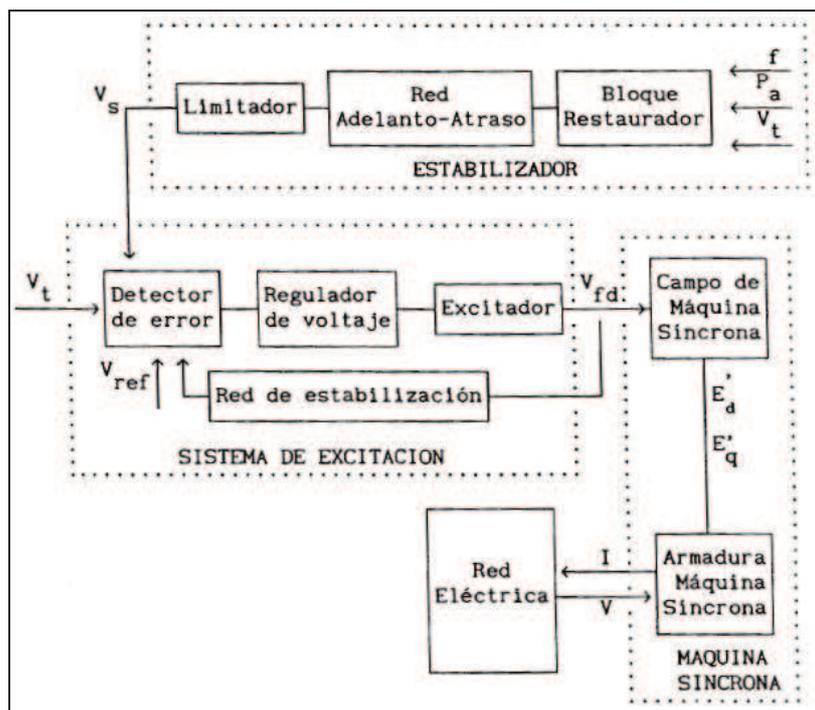


FIGURA 2.23 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE DEL CONTROL DE EXCITACIÓN

### Funciones principales de un sistema de excitación:

A continuación una descripción de las funciones del sistema de excitación, para notar su importancia en el análisis de estabilidad de voltaje:

- Proporcionar corriente continua al devanado de campo de la máquina sincrónica.
- Controlar el voltaje de campo y el flujo de potencia reactiva.
- Aumentar la estabilidad del sistema de potencia.
- Proporcionar funciones de protección y limitación al generador y al excitador.

En la figura 2.24, se observa la relación entre los elementos del sistema de excitación y posteriormente se describe la función de cada uno:

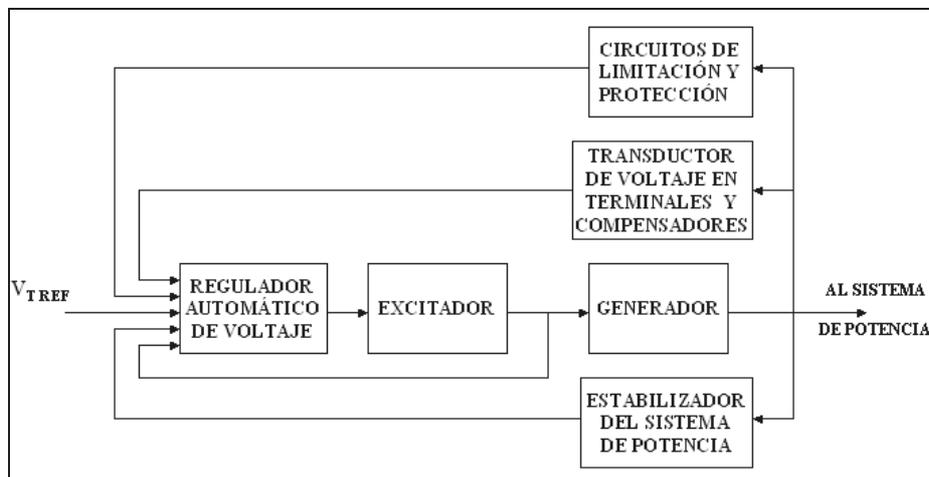


FIGURA 2.24 ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE EXCITACIÓN

**Excitador:** Proporciona la potencia de corriente continua al devanado de campo del generador.

**Regulador Automático de Voltaje:** Procesa y amplifica las señales de control de entrada a un nivel y forma apropiadas para el control del excitador.

**Transductor de voltaje en terminales:** Censa el voltaje en terminales, lo rectifica y lo filtra para convertirlo a un nivel continuo y compararlo con el voltaje en terminales de referencia en el regulador automático de voltaje.

**Compensadores:** Los compensadores pueden ser de carga, de caída de línea y de corriente reactiva.

**Estabilizador del sistema de potencia:** Proporciona una señal adicional de entrada al regulador para amortiguar oscilaciones del sistema de potencia.

**Circuitos de limitación y protección:** Incluyen un amplio número de circuitos de control y de protección, que tienen como misión asegurar que no se excedan los límites de capacidad de operación del excitador y del generador.

2.3.2.2 Modelo de la máquina Sincrónica DigSilent

En DigSilent el modelo general del generador se representa por una función de transferencia  $F(s)$ , tal como es mostrado en la figura 2.21:

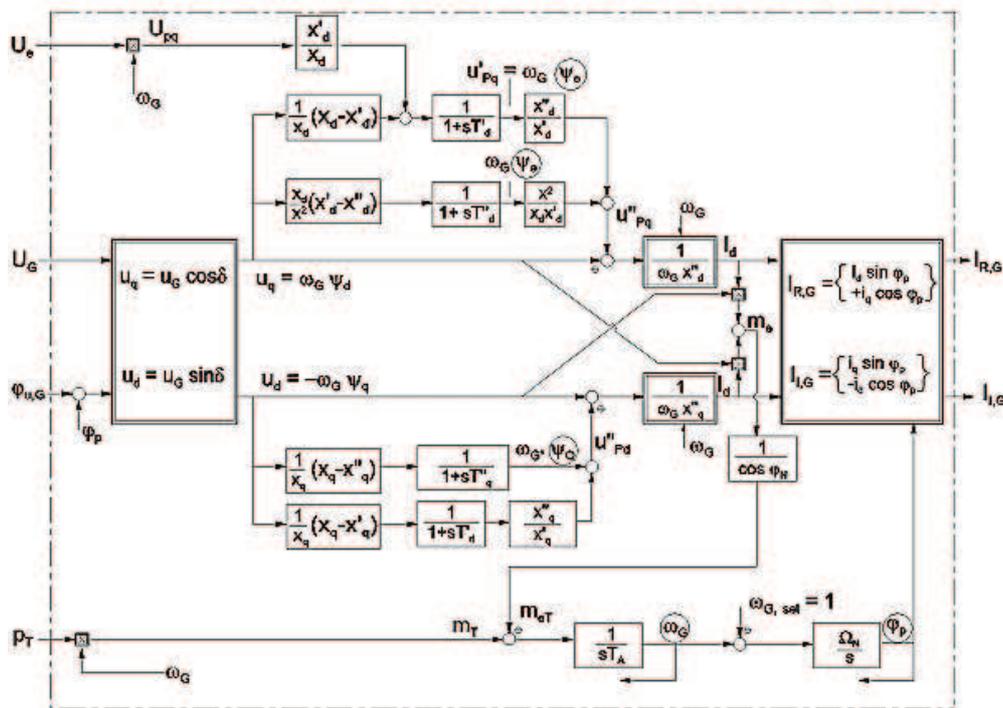


FIGURA 2.21 MODELO DigSilent SIMPLIFICADO DE MAQUINA SINCRÓNICA

En este modelo, el generador es representado por una función en el dominio de Laplace, en la cual las variables de entrada son voltaje generador, voltaje de campo, potencia de la turbina y ángulo de carga del generador, y la salida es corriente del estator.

### 2.3.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Para flujo de potencia se considera el modelo  $\pi$ , figura 2.25, en las líneas de transmisión para longitud media. Aquí  $R + jX$  y  $B$  es la susceptancia de la línea de transmisión de secuencia positiva. Este modelo  $\pi$ , es útil en longitudes de longitud media. Hay que tener en cuenta que en líneas de longitud corta  $B \gg 0$

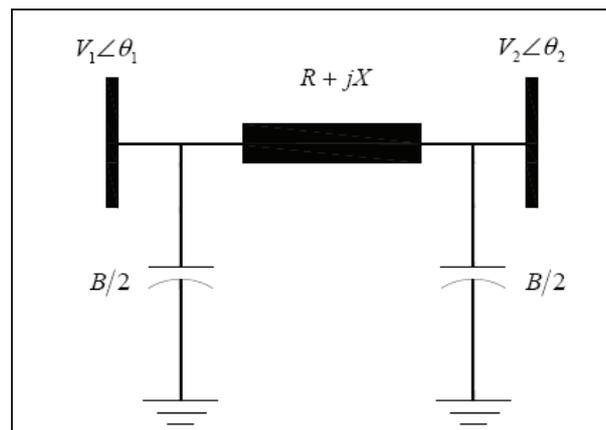


FIGURA 2.25 MODELO  $\pi$  DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

### 2.3.4 ELEMENTOS PARA CONTROLAR EL VOLTAJE

#### 2.3.4.1 Casos Especiales (SVC)

Un Compensador Estático de VARs (SVC) es un dispositivo de compensación shunt controlado por voltaje. Debido a su alto costo, el uso de SVC se justifica cuando se requiere que la velocidad de acción sea alta, éste es el caso de estabilidad de ángulo o estabilidad de voltaje de corta duración. Además del

control de voltaje, los SVC pueden también ser usados para amortiguar oscilaciones de ángulo por medio de técnicas de modulación de susceptancia.

Un sistema de compensación estático controla la conmutación mecánica de bancos de condensadores y reactores en derivación. Los compensadores pueden ser:

- Reactor saturable (SR)
- Reactor controlado por tiristores (TCR)
- Capacitor conmutado por tiristores (TSC)
- Reactor conmutado por tiristores (TSR)
- Transformador controlado con tiristores (TCT)

En los tipos TCR y TCT la corriente a través de los reactores o devanados de transformadores se modula desde cero hasta la magnitud máxima modificando el ángulo de disparo de los tiristores. Esto causa que la corriente no sea sinusoidal y que se generen componentes armónicas. La reducción de estas componentes a un mínimo se efectúa por medio de conexiones de transformadores, filtros, etc. El control de potencia reactiva en este caso es continuo.

### **Característica de estado estable**

El compensador estático SVC es equivalente a tener un condensador shunt y un reactor shunt en paralelo, desde el punto de vista de control es un elemento pasivo cuya susceptancia se modifica de acuerdo al voltaje de la barra controlada en la figura 2.26, se observa el diagrama vectorial de la operación básica.

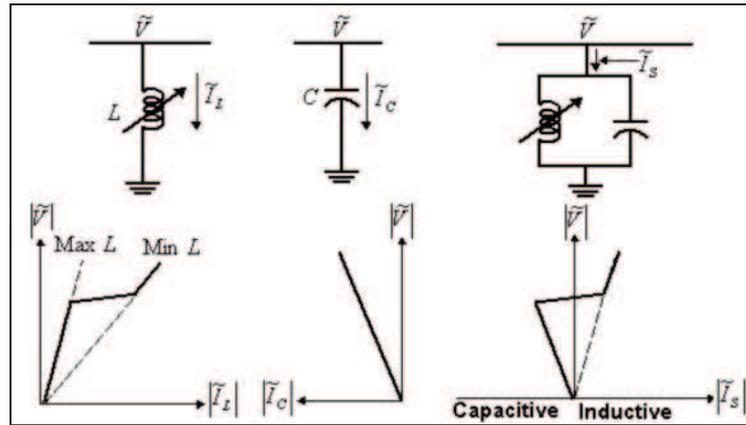


FIGURA 2.26 CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN BÁSICA DEL SVC

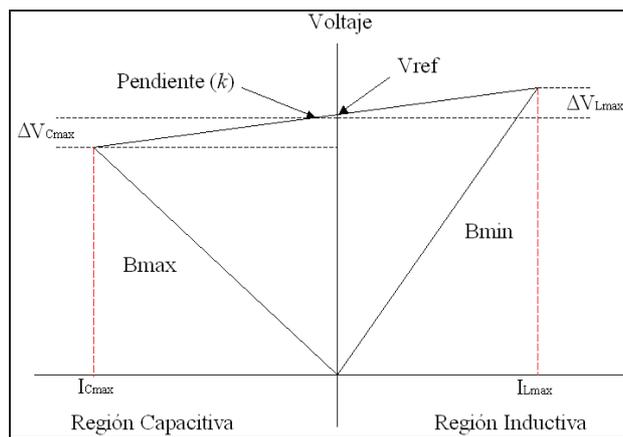


FIGURA 2.27 CARACTERÍSTICA DE CORRIENTE SVC

De la figura 2.27:

$$V_{ref}^* = V_{ref} + KI_0 \tag{2.75}$$

$$K = \frac{\Delta V_L \max}{I_L \max} = \frac{\Delta V_C \max}{I_C \max} \tag{2.76}$$

Normalmente la pendiente k varía entre 1 y 5%.

**TSC:** La corriente en este ramal varía linealmente con el voltaje aplicado y de acuerdo con la admitancia del capacitor figura 2.26.

**TCR:** Puede operar en cualquier punto de la característica V-I, sus límites son impuestos por su máxima admitancia, voltajes y corrientes nominales figura 2.27.

### 2.3.4.2 EFECTO DE LOS LTC

En el sistema de transmisión es común tener transformadores equipados con LTCs, estos dispositivos permiten ajustar la relación de vueltas del transformador sin interrumpir el flujo de potencia en el dispositivo y se encuentran en diferentes niveles del sistema distribuidos de la siguiente forma:

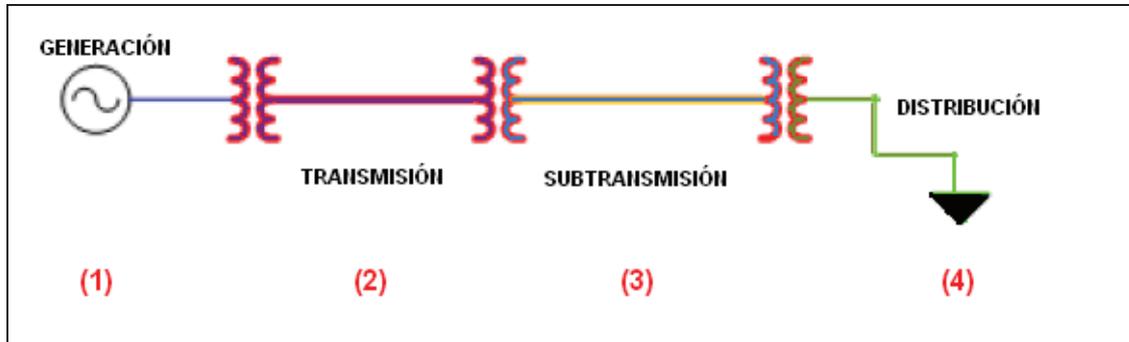


FIGURA 2.28 NIVELES DE VOLTAJE EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

El LTC del transformador de distribución (el 4 según la figura 2.28) es un componente importante de la dinámica de la carga y su comportamiento se describe a continuación. Los LTCs actúan lentamente; dispositivos discretos (discontinuos) cambian un paso del tap en un instante dado si el error de voltaje permanece fuera de una banda muerta más que un tiempo de retardo especificado. Al mínimo tiempo de retardo se lo denomina el “Tiempo de Retardo

Mecánico” y se lo simboliza con **Tm**. Una restricción importante en la operación del LTC es que la relación variable del tap tiene un rango de regulación limitado:

$$r^{min} \leq r \leq r^{max}$$

Básicamente existen dos tipos de modelación del LTC: modelos discretos discontinuos, cambio de tap paso a paso, y un modelo aproximado continuo. Por simplicidad solo se considerará la reactancia de dispersión constante **Xt** del transformador.

El diagrama equivalente monofásico de un transformador con LTC se muestra en la figura. 2.29 usando un transformador ideal con una relación  $r:1$ .

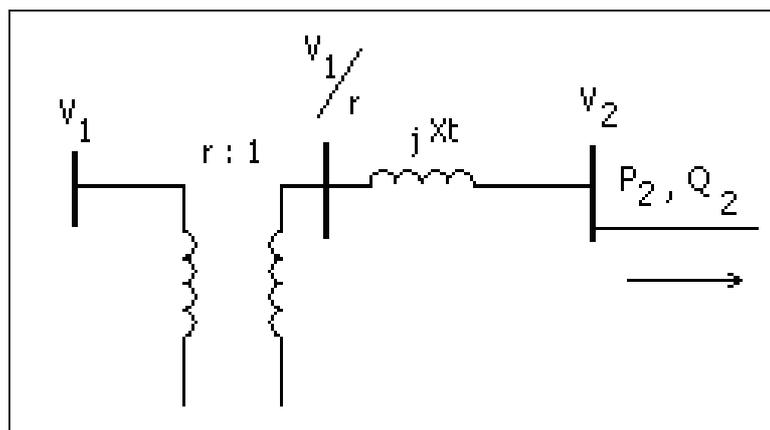


FIGURA 2.29 CIRCUITO EQUIVALENTE DE UN TRANSFORMADOR CON LTC

## MODELO DISCRETO DEL LTC

El modelo discreto del LTC asume que cuando el LTC está activado subirá o bajará la relación de transformación mediante un paso de tap instantáneamente. Cada paso de tap está representado por  $\Delta r$ . El LTC puede operar a instantes de tiempo discretos denotados por  $t_k$ , con  $k=0,1,\dots$  y dado por la fórmula recursiva:

$$t_{k+1} = t_k + \Delta T_k \quad (2.77)$$

Al contrario de los sistemas de tiempo discreto usuales,  $t_k$  no es una variable independiente, y  $\Delta T_k$  no es necesariamente constante, dado que en general depende de las características del dispositivo y del error de voltaje. El contador entero avanzará desde  $k$  a  $k+1$ , cuando el tiempo transcurrido desde  $t_k$  llega a ser igual (o excede) a  $\Delta T_k$ .

Una fórmula universal para  $\Delta T_k$  incluyendo retardo de tiempo fijo y tiempo inverso es la siguiente:

$$\Delta T_k = Td \frac{d}{|V_2 - V_2^0|} + T_f + T_m \quad (2.78)$$

Donde  $V_2$  es el voltaje controlado,  $V_2^0$  es el voltaje de referencia,  $d$  es la mitad de la banda muerta (definida abajo) del LTC,  $Td$  es el máximo tiempo de retardo de la característica de tiempo inverso,  $T_f$  es el tiempo de retardo fijado intencionalmente, y  $T_m$  es el tiempo mecánico necesario para producir el cambio del tap. La lógica del cambio de tap a un instante  $t_k$  es la siguiente:

$$r_{k+1} = \begin{cases} r_k + \Delta r & \text{si } V_2 > V_2^0 + d \text{ y } r_k < r^{\max} \\ r_k - \Delta r & \text{si } V_2 < V_2^0 + d \text{ y } r_k > r^{\min} \\ r_k & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (2.79)$$

Donde  $r^{\min}$ ,  $r^{\max}$  son los límites superior e inferior del tap.

Se puede distinguir entre dos tipos de operación del LTC dependiendo si se considera cada movimiento del tap independientemente o en secuencia. El modo secuencial de operación consiste de una secuencia de cambios de tap empezando después de un tiempo de retardo inicial  $\Delta T_k$  (fijo o constante) y

continuando a intervalos de tiempo constantes hasta que el error es regresado dentro de la banda muerta, o hasta que se alcancen los límites del tap.

La fórmula general para el tiempo de retardo del primer tap es similar a (2.78):

$$\Delta T_o = Tdo \frac{d}{|V_2 - V_2^0|} + Tfo + Tm \quad (2.80)$$

Donde **Tdo**, **Tfo** son los valores del tiempo inverso y tiempo de retardo fijo, respectivamente, para el primer paso del tap. Subsecuentes pasos de LTC actúan a intervalos de tiempo constantes correspondientes a (2.78) con  $Td=0$ .

En el modo no secuencial de operación, el LTC no hace distinción entre el primero y los siguientes pasos de taps subsecuentes. El tiempo empieza a contar ya sea cuando el error excede los límites de la banda muerta o después que se realice un movimiento del tap. Así todos los tiempos de retardo están dados por la misma fórmula (2.78).

## MODELO CONTINUO DEL LTC

El modelo continuo del LTC está basado en la asunción de un cambio continuo del tap  $r(t)$ , el cual puede tomar todos los valores reales entre  $r^{\min}$  y  $r^{\max}$ . Usualmente el efecto de la banda muerta es despreciado en un modelo continuo de LTC, de manera que resulta la siguiente ecuación diferencial:

$$T_e \dot{r} = V_2 - V_2^0 \quad r^{\min} \leq r \leq r^{\max} \quad (2.81)$$

El modelo continuo del LTC es menos exacto que el modelo discreto, pero es una aproximación muy usada, particularmente conveniente para propósitos analíticos.

El modelo (2.81) es una aproximación continua de un LTC no secuencial con  $T_f=T_m=0$ , en cuyo caso la constante de tiempo  $T_c$  ha sido calculada como:

$$T_c = \frac{T_d d}{\Delta r} \quad (2.82)$$

La restauración de carga producida por los LTCs es indirecta: cuando el LTC consigue restaurar el voltaje del lado de la distribución  $V_2$  cerca de su valor de referencia  $V_2^0$ , la potencia de la carga, que generalmente depende del voltaje de la barra, también se restaura.

El análisis de la dinámica del LTC se facilita debido a que el LTC es un dispositivo de actuación lenta, por lo tanto se puede sustituir generadores y motores de inducción por sus ecuaciones de estado estable. De esta manera, la dinámica del LTC es la única a ser considerada.

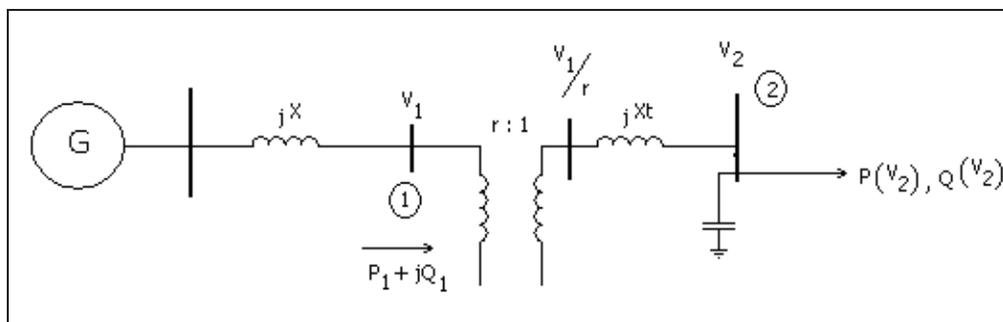


FIGURA 2.30 MODELACIÓN DEL LTC

Considérese la característica de la carga vista desde el lado primario del LTC en el sistema de la figura 2.30. Si se asume una relación voltaje-carga general dada por la potencia de la carga como una función del voltaje de la carga.

$$P = P(V_2)$$

$$Q = Q(V_2)$$

El voltaje del lado de la carga  $V_2$  está unido a  $V_1$  a través de la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{V_1}{r}\right)^2 = \left[ V_2 + \left( \frac{Q(V_2)}{V_2} - B \cdot V_2 \right) X_t \right]^2 + \left[ \frac{P(V_2) \cdot X_t}{V_2} \right]^2 \quad (2.83)$$

La potencia activa y reactiva  $P_1$ ,  $Q_1$  absorbida por el transformador está constituida por la potencia de la carga más las pérdidas reactivas en la reactancia de dispersión  $X_t$  del transformador, menos la compensación reactiva y además es función de  $V_2$ :

$$P_1 = P(V_2) \quad (2.84a)$$

$$Q_1 = Q(V_2) + \frac{P(V_2)^2 + Q(V_2)^2}{V_2^2} X_t - B \cdot V_2^2 \quad (2.84b)$$

Así, se puede obtener  $P_1$ ,  $Q_1$  como funciones que dependen solamente de  $V_1/r$ .

$$P_1 = P(V_1/r)$$

$$Q_1 = Q(V_1/r)$$

Esta es la ecuación de la característica transitoria de la carga (vista desde el LTC) correspondiente a un valor particular del tap  $r$ . Si  $r$  cambia, también lo hace la característica transitoria de la carga. Tres características transitorias de la carga para diferentes valores de relación del tap  $r$  ( $r_0 > r_1 > r_2$ ) se ha dibujado en la figura 2.31 con líneas punteadas.

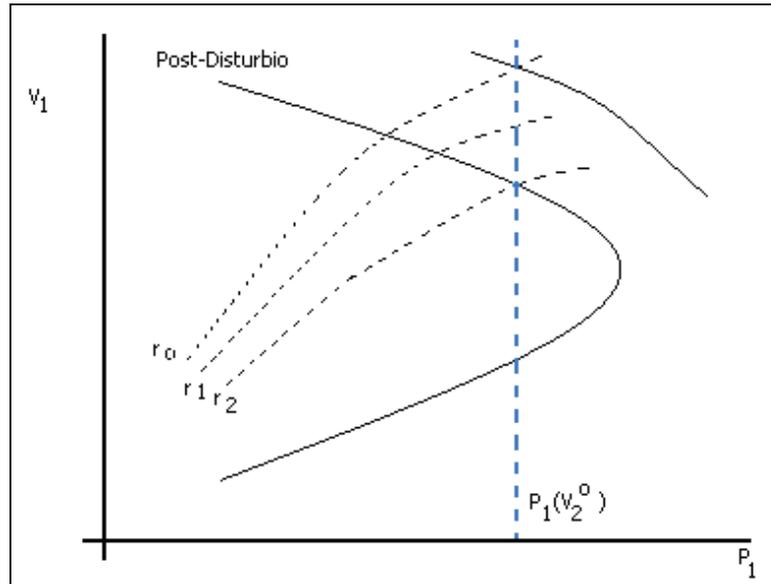


FIGURA 2.31 CURVAS PV DE UN SISTEMA GENERADOR - L/T – LTC

Una característica de carga diferente puede ser derivada cuando  $V_2$  se restaura a su valor de referencia  $V_2^0$ , en cuyo caso la carga consumirá una cantidad constante de potencia real y reactiva dada por (2.84 a,b) con  $V_2$  sustituido por su valor seteado  $V_2^0$ . Dado que este valor es independiente de  $V_1$ , la potencia de la carga se muestra en el gráfico de la figura 2.27 como una línea vertical entrecortada. Esta es la *característica de estado estable* vista por el LTC del lado primario. Nótese que ambas, potencias real y reactiva, son constantes en la característica de estado estable de la carga, mientras que el voltaje del lado primario  $V_1$  cambia con el tap variable  $r$ , de manera de restaurar el voltaje secundario.

Para el análisis de los otros tres tipos de LTC. Considérese que la reactancia  $X_1$  en el “lado primario” puede representar: la reactancia equivalente de un sistema de transmisión (2 y 3) o el efecto de la caída de voltaje en el generador (1). De igual manera  $X_2$  (reactancia en el lado secundario) puede representar las reactancias de transmisión y/o subtransmisión. El transformador se asume es ideal, esto se logra incorporando su reactancia de dispersión a  $X_2$ . En condiciones

normales de operación, la relación  $r$  decrece (o se incrementa) cuando se desea un incremento (o disminución) en el voltaje  $V_2$ .

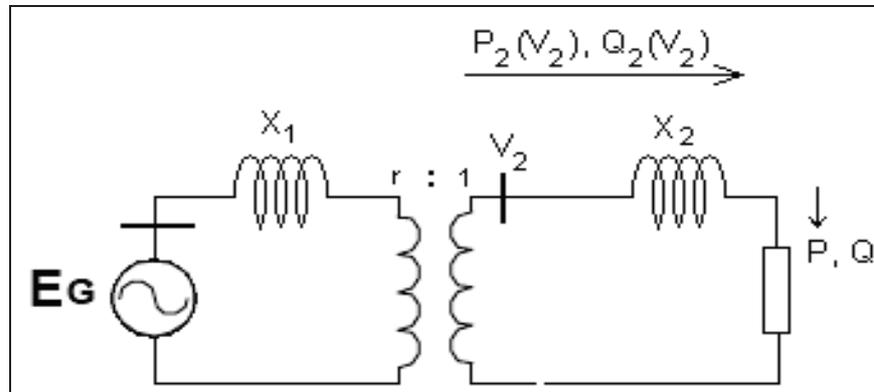


FIGURA 2.32 ESQUEMA DE TRANSFORMADOR CON LTC

El equivalente Thevenin visto por la carga tiene la siguiente fem y reactancia:

$$E_{th} = \frac{E}{r}$$

$$X_{th} = \frac{X_1}{r^2} + X_2$$

Donde  $r$  es la relación de transformación. La potencia máxima entregable (bajo un factor de potencia  $\cos \phi$ ) está dada por:

$$P_{\max} = \frac{1}{2} \cdot \frac{\cos \phi}{1 + \sin \phi} \cdot \frac{E^2}{r^2 X_2 + X_1} \quad (2.85)$$

El voltaje es:

$$V_{\max P} = \frac{E}{r \sqrt{2} \sqrt{1 + \sin \phi}} \quad (2.86)$$

Comparando con el caso sin transformador, el cual corresponde a  $r = 1$ , se concluye que disminuyendo  $r$ , de manera que se incremente el voltaje secundario,

más potencia puede ser entregada a la carga. Mientras más grande sea la relación entre  $X_2/X_1$ , más pronunciado es este efecto. La fórmula (2.85) muestra también que la disminución de  $r$  es equivalente a la disminución de la impedancia neta entre la fuente y la carga.

En conclusión, el efecto del LTC es “romper” la distancia eléctrica entre la fuente y la carga. Los LTCs hacen posible operar el sistema con distancias eléctricas entre generadores y cargas que de otra manera no permitirían que la potencia sea entregada a las cargas.

Las características de potencia reactiva de los diversos componentes de los sistemas de potencia se pueden resumir de la siguiente forma: se genera potencia reactiva por máquinas sincrónicas sobreexcitadas, elementos de compensación líneas ligeramente cargadas y son absorbidos por máquinas sincrónicas subexcitadas, motores de inducción, bobinas, transformadores y líneas muy sobrecargadas [12].

## 2.4 MEDIDAS PARA EL CONTROL DE VOLTAJE

El análisis de estabilidad de voltaje ayuda a diseñar y seleccionar medidas para evitar el colapso de voltaje y mejorar la estabilidad del sistema eléctrico de potencia. Las medidas que se pueden ejecutar van desde el período de planificación hasta la operación en tiempo real, en la figura 2.33, se observa un resumen general de las medidas que pueden ser tomadas:

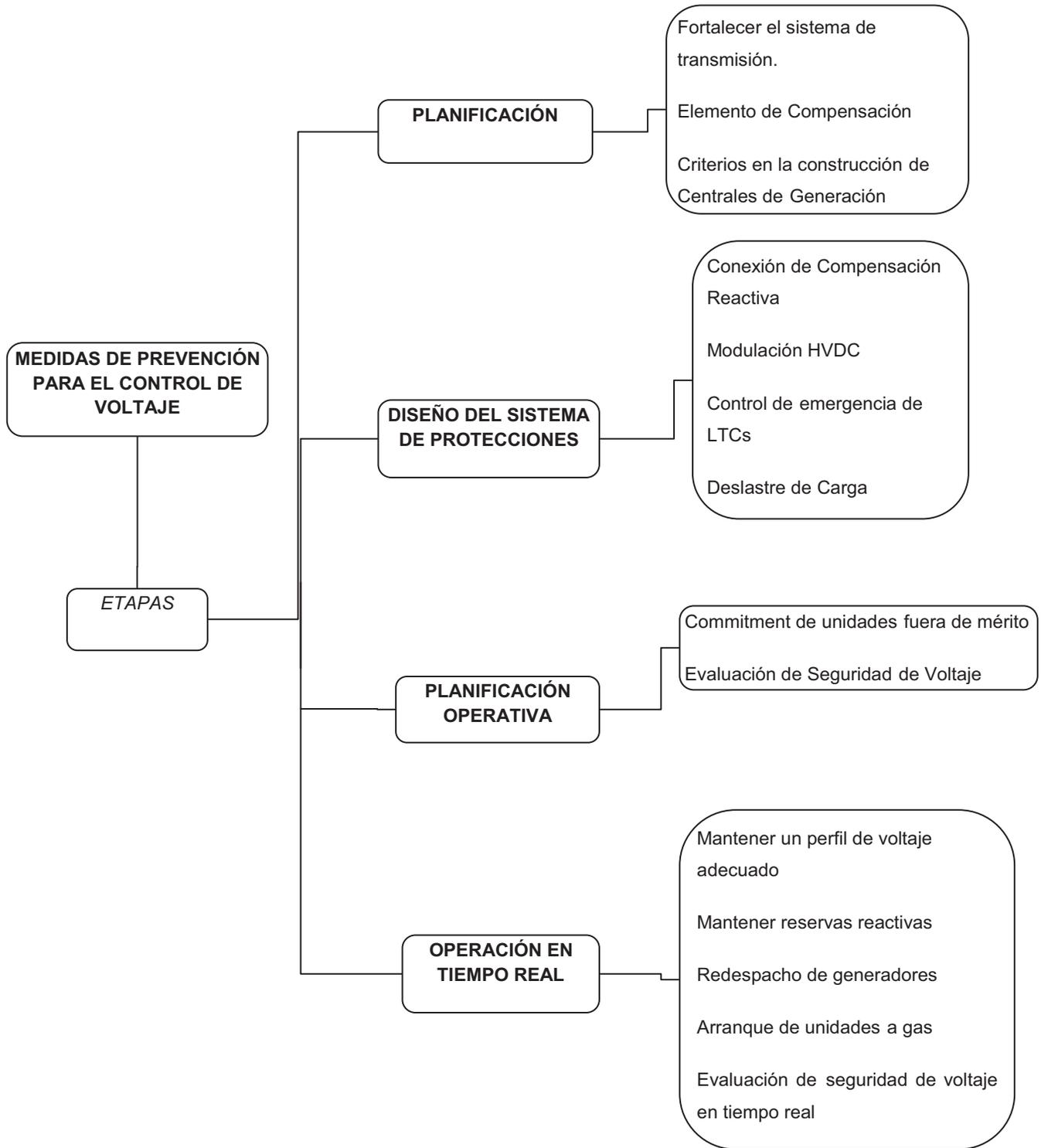


FIGURA 2.33 MEDIDAS PARA EL CONTROL DE VOLTAJE

### **2.4.1 MEDIDAS DE DISEÑO DEL SISTEMA**

En la etapa del diseño del sistema eléctrico de potencia es importante considerar lo siguiente:

#### **Aplicación de Dispositivos de compensación de Potencia Reactiva**

Debería asegurarse un adecuado margen de estabilidad de voltaje mediante la adecuada selección de esquemas de compensación. La selección de la capacidad y ubicación de estos dispositivos de compensación debería estar basado en estudios detallados que cubran las condiciones más difíciles del sistema para la cual se requiere que el sistema opere adecuadamente. Es importante reconocer las áreas de control de voltaje y los límites de transmisión débiles para este propósito.

#### **Control del Voltaje de la Red y Salida de Potencia Reactiva de los generadores**

La compensación de la carga del AVR de un generador regula el voltaje en el lado de alta tensión, o hasta cierto punto a través del transformador de elevación. En muchas ocasiones esto tiene un efecto benéfico en la estabilidad de voltaje al cambiar el punto de voltaje constante más cerca de las cargas. Incrementando el voltaje de los generadores, el voltaje del sistema de transmisión también aumentará lo que resultará en una reducción de pérdidas reactivas y contribuirá a estabilizar al sistema.

## **Coordinación de Controles y Protecciones**

Una de las causas para el colapso de voltaje es la falta de coordinación entre el equipamiento de protección y control y los requerimientos del sistema de potencia. Debería asegurarse una adecuada coordinación basándose en estudios de simulación dinámica. El último recurso debería ser la desconexión de equipos para prevenir condiciones de sobrecarga. Cuando sea posible, deberían asegurarse adecuadas medidas de control (automático o manual) para aliviar la sobrecarga antes de aislar el equipo del sistema

## **Control de los LTC Bajo Carga**

Los LTCs pueden ser controlados, local o centralizadamente, de manera de reducir el riesgo de colapso de voltaje. Cuando el cambio de tap es dañino, un método simple es bloquear el cambio de taps cuando el voltaje del lado de la fuente cae, y desbloquearlo cuando el voltaje se recupera. Existen varias estrategias de control de los LTCs. Tales estrategias deben desarrollarse basándose en el conocimiento de las características de la carga y del sistema de distribución.

## **Deslastre de carga**

Para abastecer situaciones extremas o no planeadas, puede ser necesario usar un esquema de alivio de carga por bajo voltaje, análogo al esquema de alivio de carga por baja frecuencia. Un esquema de alivio de carga provee un medio de bajo costo para prevenir un colapso total del sistema. Éste es particularmente útil si las condiciones del sistema o contingencias que llevan al colapso de voltaje tienen una baja probabilidad de ocurrencia. Las características y localización de la carga a ser cortada son mucho más importantes para problemas de voltaje que para un esquema de alivio por baja frecuencia.

## 2.4.2 MEDIDAS OPERATIVAS DEL SISTEMA

Durante la operación del sistema para el control de voltaje es importante considerar los siguientes aspectos:

### **Margen de Estabilidad**

El sistema debería operarse con un adecuado margen de estabilidad de voltaje, por medio de un apropiado despacho de los recursos reactivos y perfil de voltaje. La selección del margen de estabilidad de voltaje y parámetros a ser usados como índices dependerá del sistema y pueden ser establecidos de acuerdo a las características de cada sistema. El margen de estabilidad debería basarse en una distancia en MW y MVAR a la inestabilidad. Si no se puede cumplir con el margen de estabilidad establecido usando los recursos de potencia reactiva y de control de voltaje, puede ser necesario limitar los límites de transferencia de potencia y arrancar unidades de generación adicionales para dar soporte de voltaje a las áreas críticas.

### **Reserva Rodante**

Debería asegurarse una adecuada reserva rodante de potencia reactiva en los generadores que están operando, ya sea con excitación baja o moderada, conectando capacitores shunt de manera de mantener un perfil de voltajes deseado. Los requerimientos de reserva deben identificarse y mantenerse dentro de cada área de control de voltaje.

## **Acción de los operadores**

Los operadores deben ser capaces de reconocer los síntomas relacionados con estabilidad de voltaje y tomar las medidas apropiadas tales como control de voltaje y transferencia de potencia y en último caso cortes de carga. El análisis y supervisión del sistema en tiempo real es un medio importante para identificar potenciales problemas de estabilidad de voltaje y medidas de compensación.

## CAPÍTULO 3

### **METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA REALIZACIÓN DE ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE**

Al inicio de este capítulo se describen las características que ofrece la herramienta computacional a ser utilizada que es el Programa DigSilent Power Factory para la realización de análisis de estabilidad de voltaje; en función de lo descrito en ésta sección se definirá la metodología a ser aplicada; debido a que la justificación de este proyecto es utilizar este recurso computacional disponible en la Dirección de Planeamiento del Centro Nacional de Control de Energía – CENACE, para la realización de estudios de estabilidad de voltaje.

En el capítulo 5 de este proyecto, se encuentra la propuesta de un procedimiento para la realización de estudios de estabilidad de voltaje, el cual es uno de los objetivos de este proyecto y se lo puede considerar a modo de resumen de lo descrito en este capítulo.

#### **3.1 ANÁLISIS DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL PROGRAMA DigSilent POWER FACTORY PARA LOS ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE [27].**

El programa DigSilent Power Factory, es una herramienta de la ingeniería asistida por computadora para el análisis de la industria, servicios públicos, comerciales y de los sistemas de energía eléctrica. Se ha diseñado como un avanzado, integrado e interactivo paquete de software dedicado a la energía eléctrica y el

sistema de análisis de control con el fin de lograr los principales objetivos de la planificación y la optimización de la operación.

El nombre DigSilent significa "*Digital SimuLation Electrical NeTwork Calculation Program*". La precisión y validez de los resultados obtenidos con este paquete ha sido confirmada en un gran número de aplicaciones, por las organizaciones que participan en la planificación y operación de sistemas de energía eléctrica.

Con el fin de satisfacer los actuales requisitos de análisis de sistemas de potencia, el sistema de poder de cálculo paquete DigSilent fue diseñado como una herramienta de ingeniería integrada que proporciona una completa técnica a través de todas las funciones disponibles, en lugar de una colección de diferentes módulos de software.

Mediante el uso de una sola base de datos, que contiene toda la información del sistema eléctrico DigSilent puede fácilmente ejecutar cualquiera o todas las funciones disponibles, todo ello en el mismo ambiente del programa. Algunas de estas funciones son flujo de carga, cálculo de corto circuito, análisis armónico, coordinación de protecciones, estabilidad y análisis modal.

### **3.1.1 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE UTILIZANDO DigSilent**

El análisis de estabilidad de voltaje en DigSilent puede ser realizado utilizando las siguientes opciones:

- Curvas QV
- Curvas PV
- Análisis dinámico.

Además de lo indicado anteriormente, DigSilent ofrece ciertas herramientas, como ubicación óptima de elementos de compensación, lo que provoca que los resultados obtenidos procuren ser los mejores para el sistema.

Entre los objetivos de este proyecto no está el determinar la secuencia de eventos que lleven al sistema a la inestabilidad, por lo que no se utilizará el análisis dinámico.

Debido a que lo se busca es determinar la estabilidad del sistema para un período de tiempo definido en 4 años referenciados a la situación actual, el método de análisis que da como resultado márgenes de cargabilidad y barras débiles es la Curva PV, por lo tanto es la metodología que se utiliza en el desarrollo de este proyecto.

En la siguiente sección se hace una breve descripción, a modo de información sobre el lenguaje de programación DPL, bajo el cual se encuentra en la plataforma DigSilent el desarrollo de las curvas PV.

### **3.1.2 DigSilent PROGRAMMING LANGUAGE (DPL)**

Es un lenguaje de programación de propósito general en Power Factory, es usado para automatizar procesos y cálculos dentro de un proyecto, permitiendo al usuario la creación de nuevas funciones de cálculo, en todas las áreas de análisis de un Sistema Eléctrico de Potencia. La filosofía de este lenguaje de programación es:

- Brindar acceso a todos los valores de entrada y salida,
- Uso de todos los comandos de cálculo,
- Acceso a archivos de resultados, gráficas, bases de datos,
- Exportación de archivos,
- Orientado a objetos.

El objeto de comando DPL ComDpl es el elemento central, el cual se encuentra

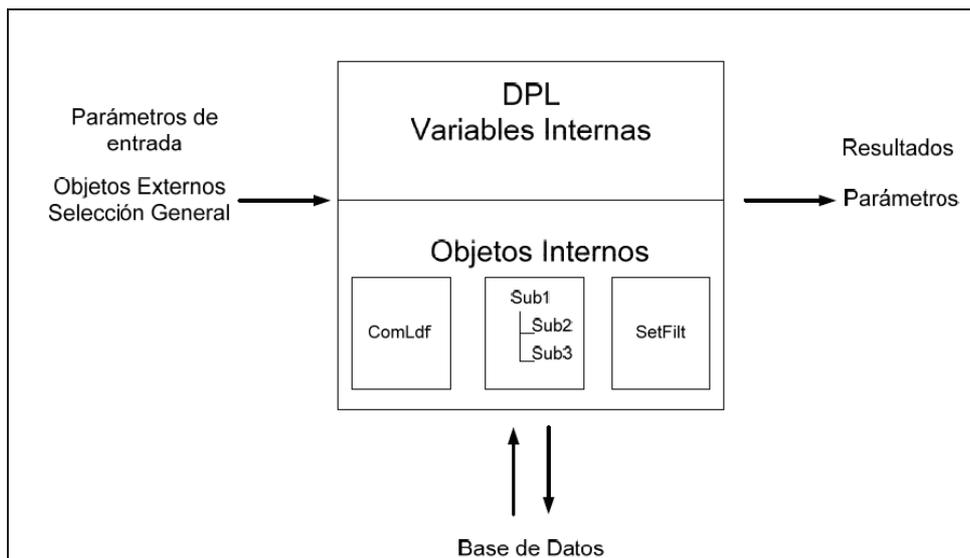
conectado a las diferentes variables, parámetros u objetos que maneja el DigSilent.

En el código se define las entradas, las cuales pueden ser objetos que se encuentren en la base de datos, esta selección se denomina “Selección General”. La información de entrada puede ser evaluada con la utilización de funciones y variables internas almacenadas en el código fuente. En la figura 3.1 se muestra la estructura de un comando DPL.

Los objetos internos más comunes que se pueden manejar dentro del comando DPL para ser ejecutados son:

- Comandos como: Flujo de Potencia (ComLdf), Ejecutar Simulación (ComSim), Cálculo de Corto Circuito (ComShc), etc.; los cuales son definidos para ejecutar ciertas opciones de cálculos.
- Filtros de los diferentes objetos que maneja DigSilent, como por ejemplo: generadores, líneas, barras, transformadores, relés, fusibles, entre otros, los mismos que se pueden ejecutar en el código fuente del DPL.
- Permite el manejo de Subrutinas.

El comando DPL permite realizar e inicializar funciones de cálculos que se encuentran en el escrito. El escrito siempre se comunicara con la base de datos, para almacenar la nueva configuración que se encuentra ejecutando en el mismo. Son pocos los objetos que se encuentran dentro del proyecto que no pueden ser modificados. Al finalizar la ejecución del comando DPL, los resultados pueden ser exportados en diferentes formatos, según sean las necesidades del usuario.



**FIGURA 3.1 ESTRUCTURA DE UN COMANDO DPL**

### 3.2 ESTABLECIMIENTO DE LA HERRAMIENTA DE ANÁLISIS

Después de conocer cuáles son las opciones que ofrece DigSilent para el análisis de estabilidad de voltaje, como se había dicho en el capítulo anterior se debe determinar la herramienta de análisis dinámico o estable, la selección de una u otra depende de cuál sea el objetivo del análisis.

El propósito de este proyecto es realizar un análisis de estabilidad de voltaje para el SNI para el período 2010-2013, para lo cual se va a determinar barras débiles en el sistema actual y posteriormente (año 2013) se las analizará cuando el SNI cambia su topología, ingresa nueva generación al sistema, crece la demanda; y de acuerdo a los resultados obtenidos se dará sugerencias técnicas para mejorar el margen de estabilidad.

De las herramientas para análisis en estado estable descritas en el capítulo anterior y lo descrito en la primera sección de éste, se va a utilizar para determinar el margen de cargabilidad la metodología de las Curvas PV.

Las curvas PV representan la variación del voltaje con respecto a la variación potencia activa de la carga. Esta curva es producida por medio de una serie de flujos de potencia para diferentes niveles de carga uniformemente escalados manteniendo el factor de potencia constante. La potencia activa generada es incrementada en proporción, ya sea al tamaño de los generadores, o factores de participación definidos por el usuario basándose en el conocimiento del sistema.

### **3.3 DEFINICIÓN DE ZONAS DE ESTUDIO**

Para realizar el análisis de estabilidad de voltaje se recomienda dividir al sistema eléctrico en zonas de estudio, de esta forma será más fácil la determinación de barras débiles y fuentes de control de voltaje, este criterio se sugiere debido a que la estabilidad de voltaje involucra un control local, con esta consideración no hay que dejar de lado que sus consecuencias pueden ser generales para el sistema.

Para la definición de zonas de estudio se recomienda considerar lo siguiente:

- Utilizar si existieren estudios anteriores del sistema, que reflejen resultados sobre estabilidad de voltaje, por ejemplo barras y/o zonas críticas.
- Topología de las zonas.
- Fuentes de generación asociadas a cada zona.
- Considerar la experiencia operativa en las fuentes de control de voltaje y su influencia sobre las barras del SNI.

El definir zonas de estudio además facilita el análisis de las contingencias y la generación de propuestas para mantener condiciones de estabilidad de voltaje.

Si bien el sistema eléctrico está dividido por zonas de estudio para su análisis, no se debe olvidar que es uno sólo; entonces cualquier acción que se realice sobre una zona afectará directamente a ésta pero también al sistema en su conjunto, por esta característica del sistema es importante verificar que cualquier acción que se tome para una zona no afecte a las características de otra.

### ***Consideraciones generales para la simulación del flujo de carga:***

La metodología utilizada considera la simulación repetida de flujos de carga, hasta cuando ya no existe solución del mismo, para realizar el análisis del flujo de carga se debe considerar en forma general la disponibilidad total de la red de transmisión y verificar que se cumpla con los criterios de voltajes dados en la normativa, además de los siguientes aspectos previos a la ejecución de la simulación:

- a) Clasificar las barras de la zona de estudio de acuerdo al siguiente criterio [3]: Si la potencia activa que se inyecta en la barra es mayor que la demanda de la carga que ésta alimenta, se la considera como barra de voltaje controlado P - V, caso contrario se la considera barra de carga P - Q.
- b) Considerar los límites reales de potencia activa y reactiva de las unidades de generación, es decir los que sean producto de la experiencia de la operación del sistema en tiempo real, debido a que éstos pueden diferir de manera significativa en los resultados del análisis.
- c) Considerar que las unidades de la zona de estudio no tengan habilitadas las opciones de AGC o "slack" para la solución del flujo de carga.
- d) Considerar la modelación de la carga.
- e) No considerar dependencia de la carga con el voltaje.
- f) No considerar automatismos en las posiciones de automático de tomas de transformador y/o compensación en paralelo.
- g) No considerar ajuste manual de las curvas de capacidad de los generadores.

- h) Considerar disponible hasta el 100% de la capacidad nominal declarada de generación y/o absorción de potencia reactiva para cada unidad de generación en línea, de acuerdo a la experiencia operativa del Centro de Operaciones del Centro Nacional de Control de Energía – CENACE.
- i) No permitir violaciones a la cargabilidad de elementos y/o rangos de voltaje máximos y mínimos permitidos.

### **3.4 FIJACIÓN DE LAS CONTINGENCIAS PARA LAS QUE SE DETERMINARÁ LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE.**

Previamente a la definición de contingencias para el análisis se establece los escenarios hidrológicos y de demanda en los que se llevará a cabo el estudio los cuales pueden ser los siguientes:

#### ***Escenario Hidrológico:***

Los escenarios hidrológicos definidos de acuerdo a la normativa [4] son:

- Lluvioso: Septiembre – Abril
- Seco: Mayo - Agosto

La diferencia entre estos dos escenarios es la forma en la que están despachadas las centrales de generación y esto afecta directamente a que el sistema este con mayor o menor stress, en el escenario lluvioso la generación despachada es mayoritariamente hidrológica (la misma que se encuentra concentrada), en el período seco en cambio se despacha más generación térmica la cual está más “esparcida” por el SNI.

Se considera que el escenario más crítico desde el punto de vista de estabilidad de voltaje es el lluvioso, debido a la concentración de generación en ciertas zonas y por lo tanto la potencia reactiva debe “trasladarse” a través del sistema.

### ***Escenarios de Demanda***

Los escenarios de demanda que se pueden considerar son los siguientes:

- Demanda máxima
- Demanda mínima
- Demanda media

En un análisis de estabilidad de voltaje existe diferencia según lo que se busque determinar para considerar un escenario de demanda, ya que en el escenario de demanda máxima el sistema se encuentra despachado al máximo, los recursos de control de voltaje son utilizados hasta sus límites, se observa el mayor margen de cargabilidad en los elementos de transmisión; este escenario permite determinar barras débiles, zonas con problemas de bajos voltajes e incluso déficit de elementos de control de voltaje; mientras que, en un escenario de demanda mínima entre otra información, se presenta zonas o barras con altos voltajes; generalmente los análisis sobre voltaje que se realizan se enfocan en procurar que el sistema tenga voltajes elevados y sea descuidado el análisis para sobre altos voltajes.

Posteriormente al identificar los escenarios y las zonas es necesario determinar las contingencias más críticas para cada zona

### **Definición de contingencias:**

Una contingencia consiste en uno o más eventos que ocurren simultáneamente o a en diferentes tiempos, lo que provoca un cambio en el estado de uno o más elementos del sistema de potencia. Una contingencia puede ser iniciada por un pequeño disturbio, una falla o una acción de apertura de algún elemento.

Determinar cuáles son las contingencias más críticas para la estabilidad de voltaje no es fácil, ya que se debe determinar previamente el margen de estabilidad sobre el cual se referirá si una contingencia es crítica o no para estabilidad de voltaje, la definición del margen de estabilidad se la realiza en la siguiente sección. Para la definición de las contingencias se sugiere analizar todas las contingencias posibles que se pueden dar de acuerdo al criterio definido es decir se deben considerar las salidas de líneas, generadores, y otros elementos de la red que se consideren importantes; se deben considerar también para este análisis la topología de la red para evitar seleccionar contingencias cuyas consecuencias no se han representativas para el sistema o que las mismas en caso de ser radiales produzcan desabastecimiento total a la carga.

Para la selección de contingencias en este proyecto se considera el criterio N-1, existen casos como se describen en el capítulo siguiente en el que debido a la configuración y/o topología actual del sistema una contingencia N-1, puede traer asociada otra contingencia; por lo que en este estudio se ha procurado considerar que los efectos de cada contingencia sean lo más cercanos a la realidad del SNI.

Se simulan todas las contingencias posibles, de disparos de líneas de transmisión para los diferentes niveles de voltaje 230 kV y 138 kV, la selección de las líneas de 138 kV se la realiza dependiendo de la zona de análisis por su condición de sistema radial, unidades de generación (en algunos caso no se puede retirar totalmente la generación y sólo se disminuye la misma hasta un punto mínimo de operación que permite mantener condiciones operativas adecuadas) y

transformadores de acuerdo a la zona de estudio..La contingencia N-1 más crítica para cada zona es aquella que causa el mayor decremento en el margen de estabilidad de voltaje, que para el propósito de este proyecto es el margen de cargabilidad.

### **3.5 DETERMINACIÓN DEL MARGEN DE CARGABILIDAD PARA LAS CONDICIONES INICIALES DEL SISTEMA Y PARA LAS CONTINGENCIAS SELECCIONADAS**

El margen de estabilidad en un sistema de potencia indica que tan cerca está el sistema del punto de inestabilidad, de acuerdo a lo descrito en el capítulo anterior existen diferentes formas de calcularlo.

Además del margen de estabilidad en un análisis de estabilidad de voltajes es importante definir el criterio de estabilidad de voltaje, el cual define que porcentaje del margen es considerado suficiente para el sistema en condiciones normales y bajo la ocurrencia de la contingencia determinada como la más crítica.

Para el análisis de este proyecto se considera al margen, de acuerdo a los siguientes criterios: el primero considerará como “aceptable” que al menos el margen de cargabilidad en las barras a ser analizadas no disminuya al año 2013; y el segundo criterio de acuerdo a la bibliografía consultada [29,30], considerará que el margen de cargabilidad al año 2013 debe aumentar al menos en un 5% en relación al valor actual, estos dos criterios se utilizarán para el análisis de resultados y el planteamiento de las sugerencias.

A continuación se presenta un breve resumen sobre el margen de cargabilidad, el cual no es más que a distancia que existe desde el valor inicial de la carga (eje y)

hasta la nariz de la curva, éste depende de las características eléctricas y de topología propias de cada zona de estudio. La figura 3.2, ilustra este concepto.

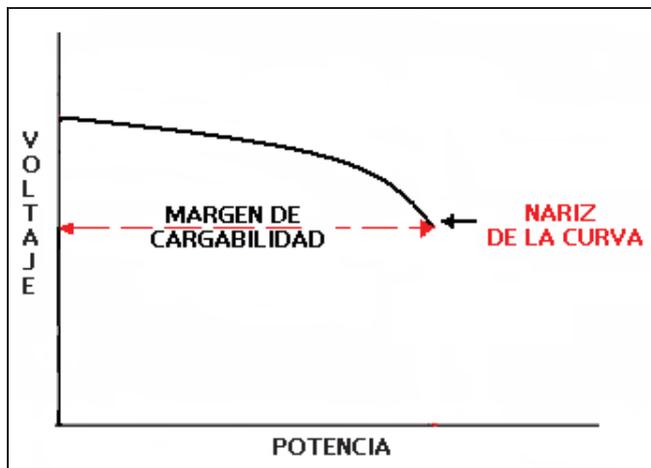


FIGURA 3.2 MARGEN DE CARGABILIDAD

La distancia que existe desde el valor inicial de la carga (eje y) hasta la nariz de la curva, es lo que se define como *margen de cargabilidad*, éste depende de las características eléctricas y de de topología propias de cada zona de estudio. La figura 3.3, ilustra este concepto.

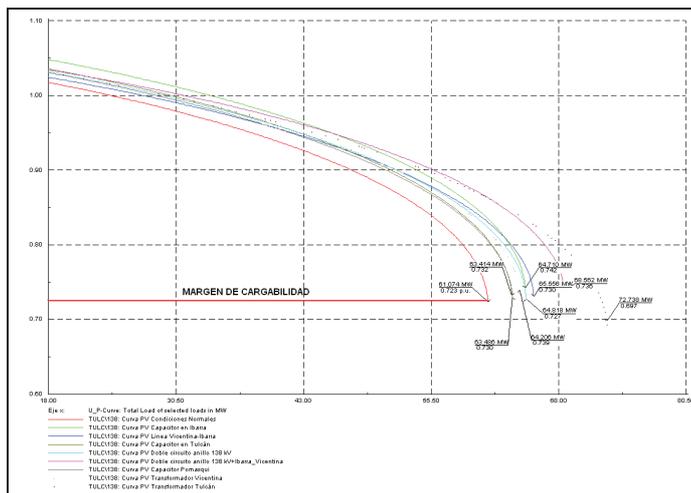


FIGURA 3.3 MARGEN DE CARGABILIDAD EN LA CURVA PV

El margen de cargabilidad de un sistema se lo puede entender como la carga máxima que puede soportar el mismo antes de que se provoque el colapso de voltaje.

### **3.6 VALIDACIÓN DE LA PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSELECTRIC.**

Debido a que la aparición de un colapso de voltaje está generalmente asociado a la variación de la carga, se considera que esta cercanía al punto de colapso está asociado a un límite de transferencia de la red de transmisión. Por esta razón es importante que en la etapa de planificación se considere que la red conserve un margen de cargabilidad adecuado, respecto al límite de transferencia; además que se respeten los límites de voltaje, la recuperación del sistema tras una contingencia, etc.

En cualquier proceso de planificación se busca que las condiciones futuras del sistema superen a las condiciones actuales, esto refiriéndose a las características de calidad, confiabilidad y seguridad en un sistema eléctrico.

Este proyecto busca obtener los resultados después de incorporar cada una de las obras del Plan de Expansión de CELEC EP - TRANSELECTRIC, para el período 2010 – 2013 en forma anual de acuerdo a la propuesta de la Empresa de Transmisión, lo que se hará es comparar los resultados de las barras que se determinaron como débiles para el sistema actual con la incidencia que sobre las mismas tendrá la ejecución de las obras de expansión.

### **3.7 SOLUCIONES TÉCNICAS**

Al encontrar problemas de inestabilidad de voltaje en el SNI, se deben dar sugerencias alternativas al plan de expansión, es importante que estas sugerencias se den considerando los mismos criterios de estabilidad que se

usaron en el análisis, por lo tanto es importante que la sugerencia al plan de expansión esté justificada debidamente con la simulación respectiva en donde se pueda evidenciar el aporte al mejorar el margen de estabilidad definido.

## **CAPÍTULO 4**

### **APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA REALIZACIÓN DE ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE**

En este capítulo se describe la aplicación, análisis y los resultados de la metodología propuesta para la realización de estudios de estabilidad de voltaje al SNI ecuatoriano, usando la herramienta computacional DigSilent Power Factory, para el sistema actual y para la proyección del sistema al año 2013.

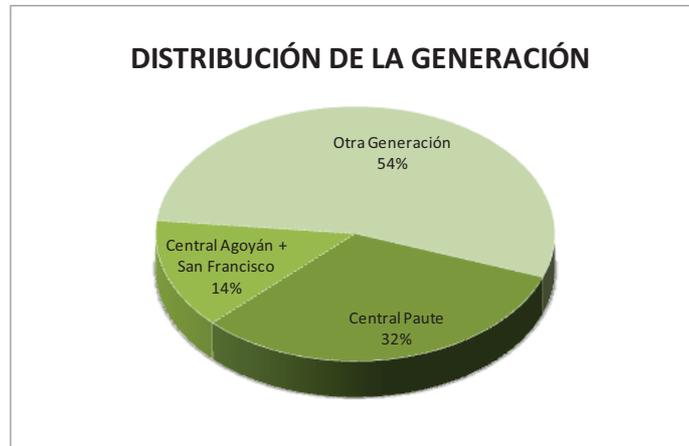
Se determina un caso base que es el sistema actual, sobre éste se realiza el análisis de estabilidad de voltaje, posteriormente se efectúa un análisis que considera los resultados obtenidos en el sistema actual y la estructura del sistema al año 2013; en función de la comparación de los resultados de estos análisis, se encuentran oportunidades de mejora en el período 2010-2013, al PET 2010-2020 que se encuentra vigente en lo relacionado a estabilidad de voltaje.

#### **4.1 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE PARA EL SNI ECUATORIANO, AÑO 2010**

Para el análisis de estabilidad del año 2010 se ha considerado los siguientes escenarios:

- Hidrológicos: Lluvioso
- Demanda: Máxima

Esta consideración se la realiza debido a que en el período lluvioso la mayor parte de la generación es abastecida desde las Centrales Paute, Agoyán y San Francisco, como se puede ver en la figura 4.1 se puede decir que la generación está concentrada en la zona sur-occidente del país. El escenario de demanda máxima, es en el cuál el sistema está sometido a mayor stress.



**FIGURA 4.1** DISTRIBUCIÓN DE GENERACIÓN

#### **4.1.1 ESTABLECIMIENTO DE LA HERRAMIENTA DE ANÁLISIS**

De las herramientas en estado estable descritas en el primer capítulo, se va a utilizar la metodología de las Curvas PV mediante la herramienta computacional del programa DigSilent, la descripción de la forma de usar esta herramienta del programa se detalla en el Anexo I de este proyecto.

#### **4.1.2 DEFINICIÓN DE ZONAS DE ESTUDIO**

Se han definido para este proyecto las siguientes zonas de estudio en el SNI ecuatoriano, considerando los criterios citados en el capítulo anterior:

1. Zona Norte
2. Zona Riobamba – Ambato
3. Zona Agoyán – Coca
4. Zona Molino – Loja
5. Zona Santo Domingo – Esmeraldas
6. Zona Pascuales – Esclusas
7. Zona Milagro – Machala
8. Zona Quevedo - Chone

En la figura 4.2, se representa el anillo de 230 kV del SNI, en la misma se puede evidenciar el sistema actual y la configuración que tendrá éste al año 2013, de acuerdo a la planificación de la generación que ingresará y a la del PET 2010-2020, se considera que todas las obras especificadas hasta el año 2013 ingresarán en las fechas previstas.

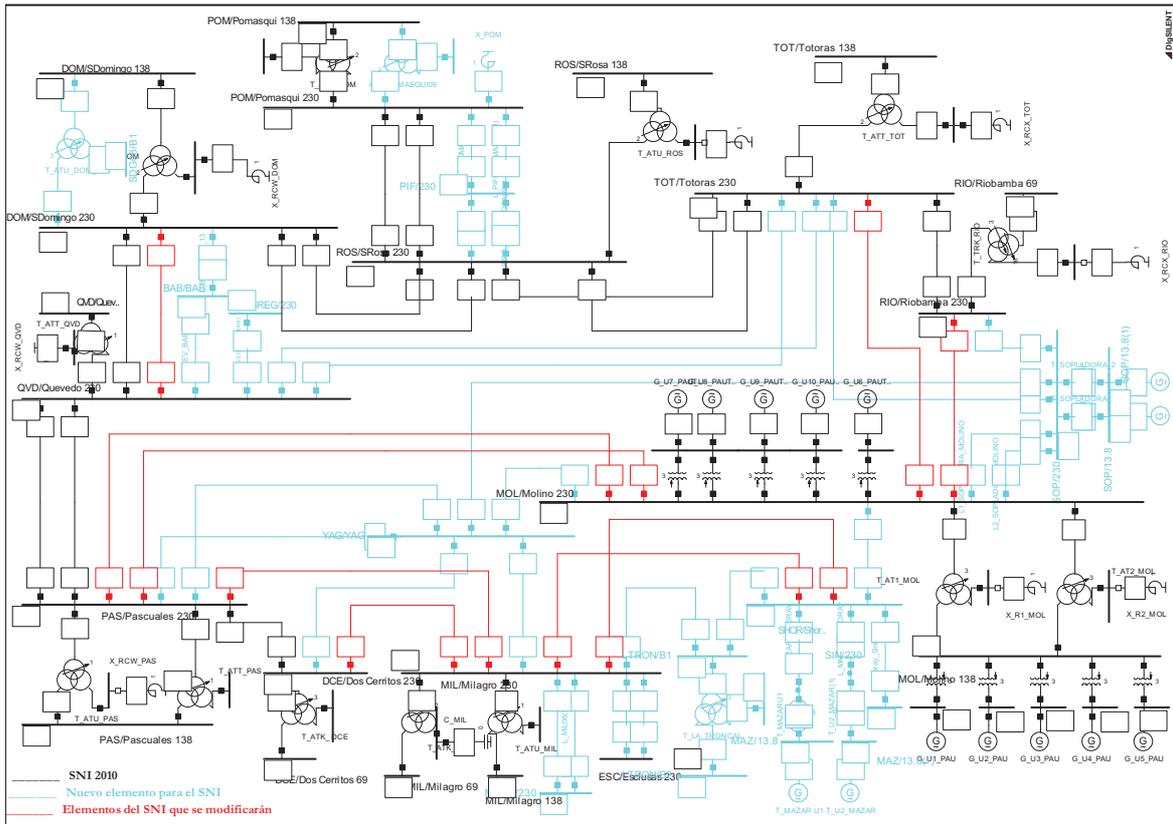


FIGURA 4.2 SNI

A continuación se detalla la conformación de cada zona: la generación vinculada, las subestaciones que son parte y la carga de las Empresas Distribuidoras que es abastecida, después del detalle de cada zona se encuentra una figura con el diagrama unifilar de la misma.

### 1. Zona Norte

Las Centrales de generación que conforman esta zona son:

- Santa Rosa
- Gualberto Hernández
- Guangopolo (Hidráulica)
- Guangopolo (Térmica)
- Cumbayá
- Nayón

- Ecoluz
- El Carmen y Recuperadora – EMAAP-Q.
- Generación de EMELNORTE.
- Salinas\*
- Apaqui\*
- Victoria\*

Las subestaciones que son parte de esta zona son:

- Ibarra
- Tulcán
- Pomasqui
- S/E 19
- Selva Alegre
- Santa Rosa
- Vicentina
- Eugenio Espejo
- Pifo†
- Cumbayá†
- Conocoto†
- Zámbara†

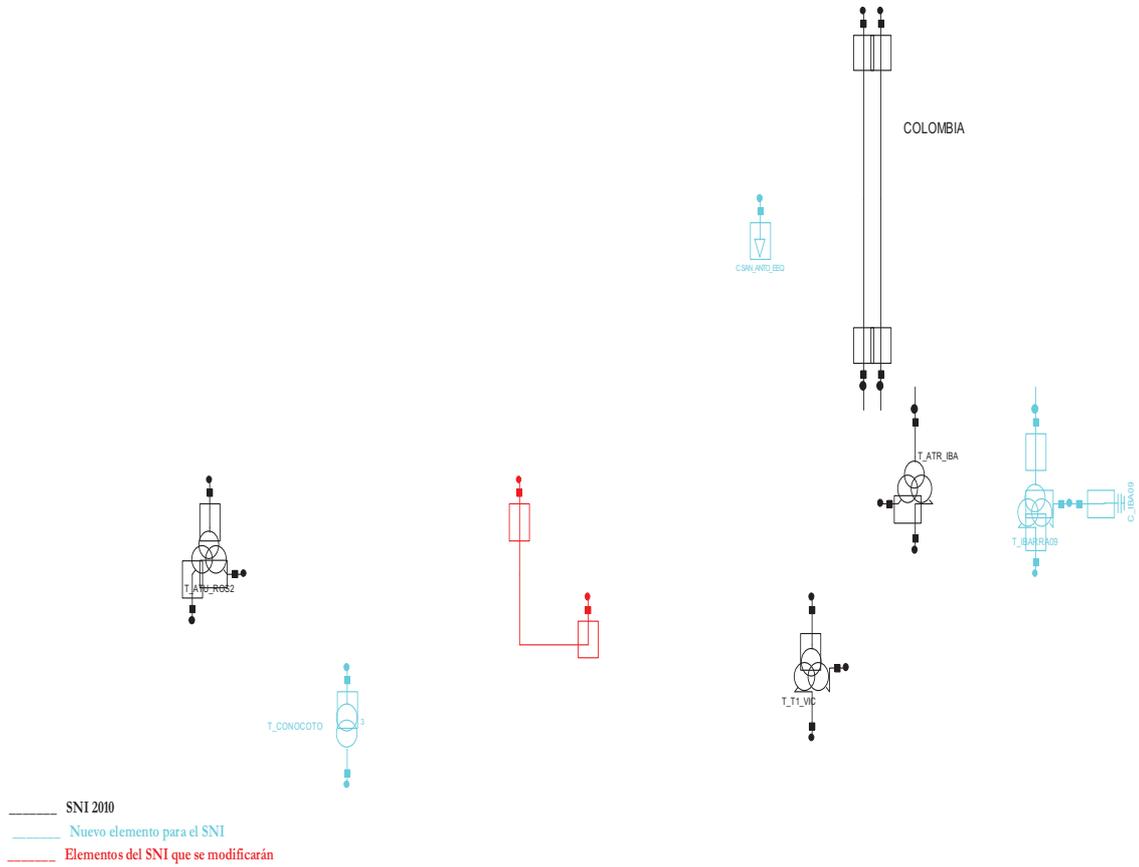
Esta zona se encuentra alimentado la carga de las siguientes Empresas Distribuidoras: E.E. Quito y EMELNORTE.

---

\* Generación que ingresará hasta el año 2013 al SNI

† S/E que ingresarán hasta el año 2013 al SNI

† S/E que ingresarán hasta el año 2013 al SNI



ERROR: typecheck  
OFFENDING COMMAND: image

STACK:

-dictionary-  
-mark-  
-savelevel-  
-mark-  
-savelevel-  
-savelevel-