



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**CARGA MÁXIMA QUE PUEDE SER ALIMENTADA EN
UNA ÁREA DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA
DE DIMENSIONES REALES ASUMIENDO QUE NO
EXISTE CRECIMIENTO EN LA INFRAESTRUCTURA DE
TRANSMISIÓN, TRANSFORMACIÓN Y GENERACIÓN
EXISTENTE**

TESIS

PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO Y ELECTRÓNICO

PRESENTAN

ISMAEL DÍAZ ALEMÁN

OSCAR FERNÁNDEZ GALINDO

DIRECTOR DE TESIS

ING. ARMANDO GRANDE GONZÁLEZ





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Doy infinitas gracias a dios por el camino recorrido, por darme la voluntad y la fuerza de superar las metas de mi vida. Dedico mi trabajo de tesis a mis padres

*Isidro Días Flores y Silvia Alemán Domínguez por su gran apoyo, por ser los mejores en este mundo, por la gran confianza que depositan en mí, por estar siempre a mi lado. Es un verdadero orgullo compartir con ustedes este gran triunfo por que
los amo.*

A mi familia.

Les agradezco el apoyo infinito que siempre me dan, por enseñarme a ser una gran persona, por los grandes valores que me enseñaron, a mi tía Aurora, a mi tía Rebeca, a mi tía Alicia, a mi tía Laura, a mi tío Felipe, a mi tío Fidel, a mi tío Félix, a mis abuelitos paternos y maternos y a toda mi familia, gracias Anahí Peña V. por tu confianza y por tu apoyo incondicional, muchas gracias a todos.

A mis profesores

No solo de la carrera si no de toda la vida, mil gracias por formar parte de lo que ahora soy. En especial al Ingeniero Armando Grande.

Gracias dios!!!

Ismael Días Alemán

Mi tesis la dedico con todo mi amor y cariño.

A ti DIOS que me diste la oportunidad de vivir y de permitirme llegar hasta este punto.

Principalmente con mucho cariño a mis padres que me dieron la vida y han estado conmigo en todo momento. Gracias por todo papá y mamá por darme una carrera para mi futuro, por creer en mí y por dar sus vidas por mi y mis hermanos, aunque hemos pasado momentos difíciles siempre han estado apoyándome y brindándome todo su amor, por todo esto les agradezco de todo corazón el que estén conmigo.

A mis hermanos Edgar, Leti y Carlos, por que siempre he contado con ellos para todo. Gracias por su paciencia, gracias por preocuparse por su hermano menor, gracias por compartir sus vidas, pero sobre todo, gracias por estar en otro momento tan importante en mi vida.

A Claudia Tarinda B., gracias por permitirme formar parte de tu vida, gracias por tu amor, gracias por ser como eres, gracias por apoyarme a terminar este trabajo pero sobre todo gracias por enseñarme a creer en mí.

Un agradecimiento especial a nuestro asesor Ing. Armado Grande González, ejemplo de excelencia, por hacer posible esta tesis.

Oscar Fernández Galindo

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Nacional Autónoma de México y en especial a la Facultad de Ingeniería formadoras de hombres y mujeres del mañana, sobre las bases de valores morales, éticos y de mucho humanismo, en donde con mucha paciencia y profesionalismo se han cincelado nuestros corazones.

A nuestros profesores quienes nos han forjado como profesionales en esta etapa universitaria tanto dentro como fuera de las aulas de clase.

A nuestros compañeros de clase quienes nos acompañaron en esta trayectoria de aprendizaje y conocimientos.

¡Por mi raza hablará el espíritu!

PRÓLOGO XV

INTRODUCCIÓN XVII

CAPITULO 1. Descripción y características generales de los componentes de un Sistema Eléctrico de Potencia

1.1 Introducción..... 1

1.2 Modelado de elementos 2

 1.2.1 Línea de Transmisión (LT's)..... 3

 1.2.2 Transformador..... 3

 1.2.3 Generador 5

 1.2.4 Compensación en derivación 6

 1.2.4.1 Compensador Estáticos de Vars..... 6

 1.2.5 Representación de la Carga..... 7

1.3 Tipos de Nodos 8

CAPÍTULO 2. Limitaciones en la transferencia de potencia real

2.1 Introducción 11

2.2 Capacidad Térmica 12

2.3 Caída de Tensión 12

2.4 Estabilidad Angular 13

2.5 Estabilidad de Tensión 17

CAPÍTULO 3. Descripción de las principales técnicas utilizadas en la estabilidad de tensión

3.1 Introducción.....	19
3.2 Conceptos básicos	20
3.3 Relación de estabilidad de tensión	21
3.4 Requerimientos de modelado del SEP para estudios de estabilidad de Tensión	23
3.5 Técnicas utilizadas en el análisis de estabilidad de tensión	24
3.6 Análisis en estado estable.....	24
3.7 Ecuaciones de flujos de potencia	26
3.8 Métodos de solución.....	31
3.8.1 Método de Gauss y Gauss-Seidel	31
3.8.2 Método de Newton-Raphson (NR).....	33
3.8.3 Método Desacoplado Rápido.....	38

CAPÍTULO 4. Aplicación de las técnicas y análisis de colapso de tensión mediante curvas P-V y V-Q

4.1 Introducción.....	41
4.2 Método de Newton-Raphson aplicado al análisis de flujos de potencia	42
4.3 Criterios de estabilidad de tensión.....	45
4.4 Descripción de las curvas PV	48
4.5 Análisis PV	49
4.6 Generación de curvas PV.....	51
4.7 Determinación del margen de potencia activa	53
4.8 Descripción de las curvas VQ.....	56
4.9 Análisis VQ.....	59
4.10 Procedimiento para la generación de las curvas VQ	59
4.11 Determinación del margen de potencia reactiva	62
4.12 Limitaciones de orden práctico en el cálculo de curvas VQ	67

CAPÍTULO 5. Análisis de estabilidad de tensión en estado estable en un Sistema Eléctrico de Potencia con dimensiones reales

5.1	Introducción	69
5.2	Descripción general del Área de estudio	70
5.2.1	Demanda máxima considerada en el Área de estudio.....	72
5.2.2	Generación en el Área de estudio	76
5.2.3	Compensación capacitiva en el Área de estudio	80
5.2.4	Red de transmisión en el Área de estudio	80
5.3	Desarrollo.....	83
5.3.1	Metodología utilizada en el análisis	83
5.3.2	Consideraciones.....	84
5.3.3	Características operativas del caso base	85
5.4	Condiciones de operación bajo contingencias.....	88
5.4.1	Contingencias simples.....	89
5.4.2	Contingencias Dobles.....	92
5.4.3	Contingencia triple.....	97
5.5	Obtención de curvas P-V	99
5.6	Obtención de curvas V-Q	114
5.7	Conclusiones finales manteniendo la infraestructura del Área 1.....	117
5.8	Incremento de carga en el Área 1, considerando la incorporación de compensación capacitiva dinámica.....	119
5.8.1	Conclusiones finales considerando la incorporación de compensación adicional en el Área 1	120
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	123
	GLOSARIO	125
	BIBLIOGRAFÍA	135

PRÓLOGO

El interés por desarrollar este tema surge de dos razones principales: la primera es para complementar nuestro conocimiento y experiencias obtenidas en CENACE (Centro Nacional de Control de Energía) perteneciente a CFE (Comisión Federal de Electricidad) acercándonos más a la solución de un problema real en donde pudiéramos dar sentido a todo lo aprendido en nuestro paso por la Facultad de Ingeniería, y la segunda, que sirva como guía para todo aquel compañero Estudiante que se interese por saber como se aborda un estudio de Estabilidad de Tensión en estado estable a nivel profesional. Razón por la que muchas veces los Estudiantes nos desesperamos al no saber a ciencia cierta para qué o cómo se utiliza lo que se plasma en un pizarrón. Este trabajo de tesis está dividido en cinco capítulos que se describen a continuación.

En el primer capítulo se presenta la descripción y características generales de los componentes de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) como son la línea de transmisión, el transformador, el generador, los compensadores de potencia reactiva, entre otros. Teniendo como razón principal la modelación de estos elementos tanto de forma individual como ya interconectados. La fiel modelación de cada componente nos asegura un comportamiento más apegado a la realidad del SEP tanto en condiciones normales como en situaciones de emergencia.

En el segundo capítulo abordamos el tema de “cargabilidad”, concepto que se refiere a la máxima transferencia de potencia a través de las líneas de transmisión manteniendo las condiciones operativas del Sistema Eléctrico de Potencia. La transmisión de potencia activa en una línea de transmisión queda limitada por cuatro criterios restrictivos principalmente: capacidad térmica de los conductores, caída de tensión, márgenes de estabilidad angular y estabilidad de tensión.

El capítulo tres contiene la descripción de las principales técnicas utilizadas en el análisis de la estabilidad tensión en estado estable, entre ellos los flujos de potencia. Éstos son ampliamente utilizados en la planeación, operación y control de tiempo real de Sistemas Eléctricos de Potencia. También en este capítulo, se plantean de manera conceptual las bases analíticas de las formulaciones matemáticas de los métodos de solución para flujos de potencia. Se mencionan otras técnicas como lo son la aplicación de curvas PV y VQ.

El capítulo cuatro presenta la aplicación del método de solución Newton-Raphson para flujos de potencia y así da paso a la descripción de las curvas PV y VQ que son técnicas de análisis importantes en el análisis de estabilidad de tensión. Además se menciona el procedimiento general para la generación de estos dos tipos de curvas.

Por último, en el capítulo cinco se aplica lo visto en los capítulos precedentes. Se determina la carga máxima que puede ser suministrada en un Área de un Sistema Eléctrico de Potencia Real, manteniendo la infraestructura del mismo. En el estudio además de determinar el valor máximo de demanda, también se determina el sitio estratégico en el cual se pudiera instalar compensación capacitiva para elevar la capacidad de carga suministrada y mantener los índices de seguridad asumidos.

Es nuestro deseo que esta tesis sea de ayuda para nuestros compañeros Estudiantes en su formación.

A lo largo del desarrollo de esta tesis surgieron un sin número de dudas que el Ingeniero Armando Grande González supo tomar con enorme tolerancia y pericia; es por eso que hacemos patente nuestro agradecimiento hacia él.

INTRODUCCIÓN

La estabilidad de voltaje ha sido desde los años 60's un tema de gran importancia debido a los colapsos de voltaje presentados mundialmente. Todos estos eventos dieron origen a investigaciones y propuestas de métodos de estudio para detectar y predecir la inestabilidad con buena precisión. La realización de estos estudios requiere de gran cantidad de datos de la configuración, modelos y parámetros del sistema de potencia, con los cuales se desarrollan técnicas computacionales adecuadas; sus resultados muestran los estados del sistema, márgenes y límites de operación, con los cuales se definen las acciones de prevención y corrección del problema.

Para asegurar la operación segura y con calidad desde el punto de vista de voltaje, los sistemas de potencia se deben planear y operar con la suficiente reserva de potencia reactiva en los generadores y otros elementos de compensación, de tal manera que el sistema este en capacidad de responder ante ciertas perturbaciones o a cambios en las condiciones de operación.

El control de voltaje es la acción operativa para conservar la tensión dentro de una franja permitida dentro de un área dada, proporcionando el adecuado flujo de potencia reactiva por el sistema de transmisión en un momento dado, en tal forma que se pueda hacer un elevado transporte de potencia activa.

Al incrementarse los flujos de potencia a través de los enlaces de transmisión, los voltajes se degradan, ante esta situación las unidades generadoras suministran una mayor cantidad de potencia reactiva a la red de transmisión. Un mayor flujo de potencia reactiva en la red de transmisión trae como consecuencia que los niveles de voltaje mejoren. Sin embargo, esta mejora puede ser temporal debido a que la corriente a través del rotor de las unidades generadoras no puede mantenerse indefinidamente en valores altos; por lo que operarán sus limitadores de máxima excitación y disminuirá la aportación de potencia reactiva hacia la red de transmisión. De ser así los voltajes en esta, se degradan aun mas, pudiendo presentarse un colapso total o parcial del sistema eléctrico. En el mejor de los casos, la aportación de potencia reactiva por parte de las unidades generadoras, permitirá operar la red de transmisión con niveles de voltajes bajos, sin embargo, el margen de seguridad del sistema eléctrico podría ser prácticamente nulo, de tal manera que la desconexión de una línea de transmisión o de una red generadora; podría provocar irremediablemente el colapso del Sistema Eléctrico.

El objetivo de esta tesis es determinar la carga máxima que puede ser suministrada en una Área de un Sistema Eléctrico de Potencia de dimensiones reales, asumiendo que no existe crecimiento en la infraestructura de Transmisión, Transformación y Generación existente.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS COMPONENTES DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

1.1 Introducción

La modelación del sistema eléctrico de potencia es la base esencial para estudiar y analizar su comportamiento tanto en condiciones normales como en situaciones de emergencia.

La modelación considera tanto el comportamiento individual de cada elemento que conforma la red como el comportamiento interconectado entre ellos.

Una modelación apropiada de los componentes de un sistema eléctrico de potencia servirá de base para realizar con confianza análisis de flujos de potencia, estabilidad de tensión, estabilidad dinámica y transitoria, fallas en líneas y componentes, localización de compensadores, etc. La modelación que se presenta en estas notas se relaciona con el estado estable o estacionario siendo el objetivo principal el obtener modelos de secuencia positiva, negativa y cero partiendo de modelos trifásicos magnéticamente acoplados.

1.2 Modelado de elementos

Para estudiar el comportamiento del Sistema Eléctrico de Potencia, se hace uso de modelos analógicos y digitales. Entre los primeros se encuentran modelos a escala que se utilizan en analizadores de redes y computadoras analógicas. Los segundos están integrados por modelos matemáticos que se implantan en computadoras digitales. Son estos últimos los de mayor uso por su costo, flexibilidad y desarrollo de este tipo de computadoras; razones por las cuales son los modelos que se describen.

Los elementos principales que conforman un SEP son:

- Elementos de la red

- Líneas de transmisión
- Transformadores
- Capacitores
- Reactores

- Elementos de Control

- Generadores
- Tap's en Transformadores
- Compensadores Estáticos de Reactivos

- Elementos de carga

- Potencia Constante
- Admitancia Constante
- Corriente Constante
- Dependencia de la frecuencia
- Combinación de ellas

Debido a que el problema de flujos convencionales se restringe a condiciones trifásicas balanceadas, los modelos y parámetros utilizados corresponden exclusivamente a los de secuencia positiva.

1.2.1 Líneas de Transmisión (LT's)

Son los elementos que en mayor cantidad integran un SEP y los que están más expuestos a la ocurrencia de fallas. La LT se caracteriza por tener efectos inductivo y capacitivo. El efecto inductivo está determinado por la impedancia serie y en menor grado por la carga. El efecto capacitivo queda determinado por la admitancia en derivación la cual se ve incrementada por el nivel de tensión y longitud de la línea.

En la figura 1.1 se presenta el circuito eléctrico representativo del modelo matemático de la línea de transmisión (LT).

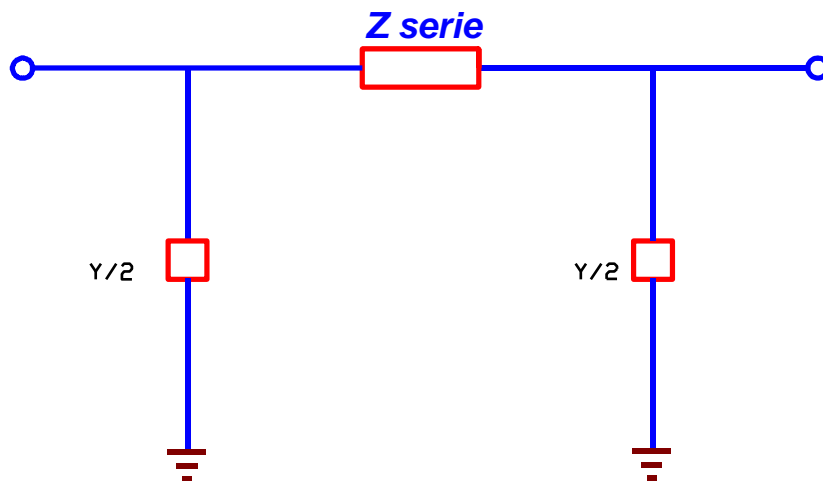


FIGURA 1.1 Circuito pi equivalente de secuencia positiva de la LT.

Donde:

Z serie representa la impedancia serie de secuencia positiva.
 $Y/2$ representa la mitad de la admitancia capacitiva en derivación.

1.2.2 Transformador

Constituyen los elementos de conexión entre redes eléctricas de diferente nivel de tensión. Mediante su empleo se tiene control sobre dicho nivel y de la distribución de potencia reactiva. (Existen transformadores defasadores que tienen control sobre la potencia activa, sin embargo no es el caso general).

En la figura 1.2a, se indica el circuito equivalente del modelo utilizado para representar el transformador.

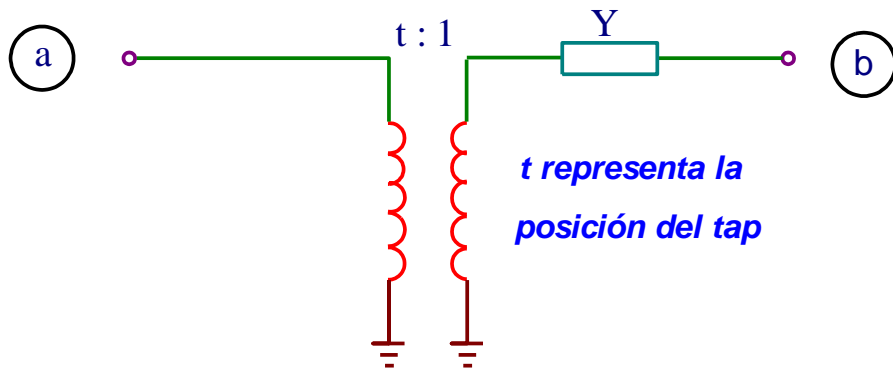


FIGURA 1.2a Circuito equivalente para representar el transformador.

Efecto de la posición del tap

Si $t = 0.98$ Implica que por cada $0.98 pu$ de tensión en **a** se tiene $1.0 pu$ en **b**.

Si $t = 1.025$ Para que se tenga $1 pu$ de tensión en **b** se requiere tener $1.025 pu$ en **a**

Matemáticamente lo anterior es logrado mediante un artificio, el cual se indica por medio del siguiente ejemplo:

Ejemplo:

Si el transformador es de $230/115 kV$ y tiene una reactancia de $0.1 pu$, el circuito que lo representa queda determinado por:

$t = 0.98$ Implica que el transformador opera en el tap que corresponde a $225.4 kV$ ($225.4/230 = 0.98$)

$$Z = 0.1 pu \qquad Y = \frac{1}{Z} = 10$$

$$Y_1 = \frac{Y}{t}(1/t - 1) = 0.20825 \qquad Y_2 = Y(1 - 1/t) = -0.20408$$

En la figura 1.2b, se muestra el circuito equivalente correspondiente a este ejemplo. Es oportuno mencionar que un programa digital para análisis de flujos de potencia así lo considera internamente.

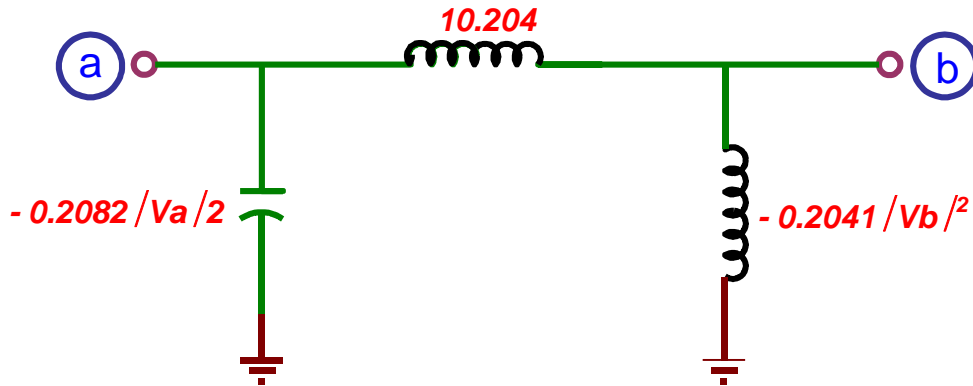


FIGURA 1.2b Artificio para considerar la posición del tap distinto al nominal.

1.2.3 Generador

Se representa por una fuente de potencia activa constante la cual, siempre mantiene una tensión especificada según lo permitan sus límites de generación de potencia reactiva, indicados en su curva de operación.

En la figura 1.3 se indica la representación y característica del generador.

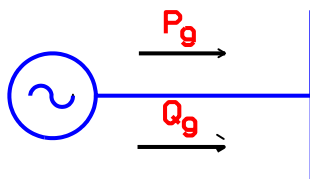


FIGURA 1.3a Representación del generador.

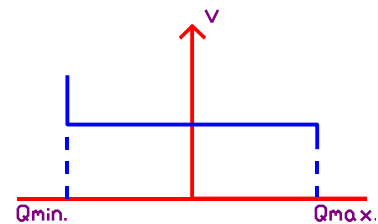


FIGURA 1.3b Característica del generador.

1.2.4 Compensación en derivación

Los capacitores y reactores son elementos fundamentales para lograr el control de la tensión en la red y se representan como admitancia constante. En la figura 1.4 se indica su circuito representativo.

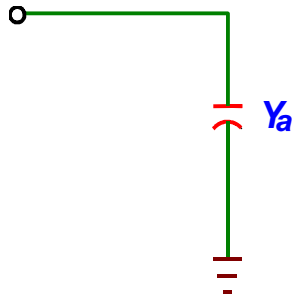


FIGURA 1.4a Circuito representativo de un capacitor en derivación.

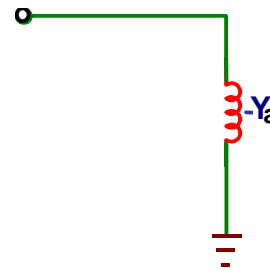


FIGURA 1.4b Circuito representativo de un reactor.

Al permanecer la admitancia constante la potencia de estos elementos en derivación depende cuadráticamente de la tensión al cual operan.

1.2.4.1 Compensador Estáticos de Vars

El compensador estático de vars (CEV) puede modelarse como un generador con $P_g = 0$ y límite de reactivos $Q_{\text{máx}}$ y $Q_{\text{mín}}$ correspondientes a la capacidad total capacitiva e inductiva.

En la figura 1.5, se presenta la curva típica de operación del CEV. La pendiente de la característica de control está generalmente dentro del rango de 2 a 5 %.

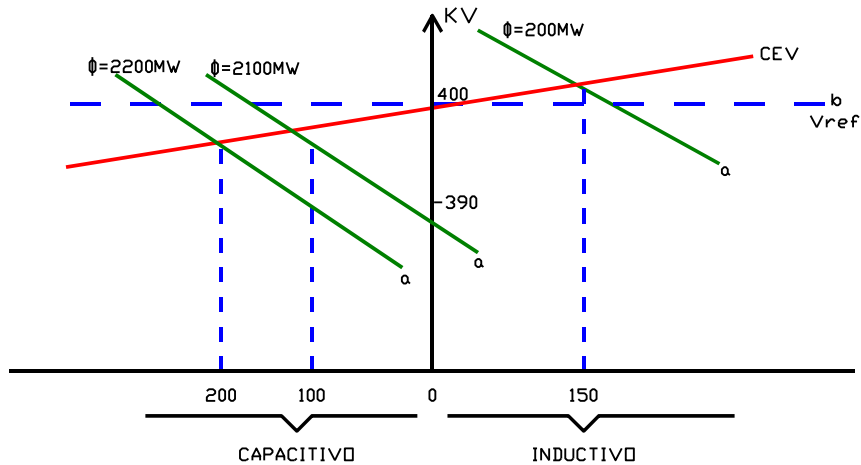


FIGURA 1.5 Características de operación del CEV

El CEV modifica la tensión del nodo al cual está conectado al variar la corriente reactiva que hace circular a través del sistema.

1.2.5 Representación de la Carga

Existen diferentes formulaciones para modelar la carga:

- *Potencia constante*
- *Admitancia constante*
- *Corriente constante*
- *Dependencia de la frecuencia*
- *Combinación de ellas*

Su elección dependerá del tipo de estudio de que se trate. En el Análisis de flujos de potencia se asumirá la representación de la carga como potencia constante.

En las figuras 1.6a y 1.6b se indica el comportamiento de la carga con respecto a la tensión, para dos tipos de carga considerada: como potencia constante y como corriente constante.

FIGURA 1.6a Características de la carga al considerar constante los MVA (a); Resultante de la corriente con respecto a la tensión (b).

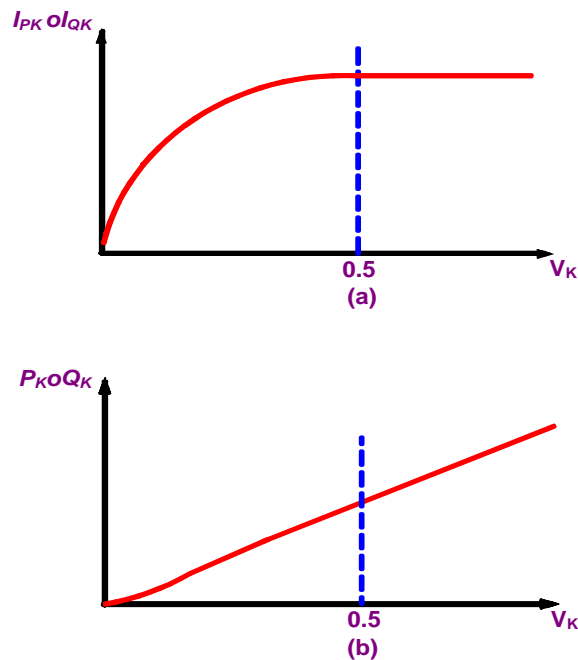


FIGURA 1.6b (a) Características de la carga al considerar corriente constante; (b) Resultante de MVA con respecto a la tensión.

1.3 Tipos de Nodos

Recordemos que el análisis de flujos de potencia consiste en determinar la tensión en cada nodo del sistema y a partir de éstos, calcular los flujos de potencia en los elementos que lo integran. Pues bien, para cada nodo se tienen cuatro variables:

- V** *tensión en magnitud*
- δ** *ángulo de fase de la tensión*
- P** *potencia real*
- Q** *potencia reactiva*

Existen básicamente dos tipos de nodos: nodos de generación o de tensión controlada y nodos de carga o de tensión no controlada.

En los nodos de generación se asume que la potencia activa y la tensión de generación son conocidas y se denominan de tensión controlada debido a que generalmente es posible mantener constante la tensión de generación por medio de la inyección o absorción de potencia

reactiva, según lo permitan los límites de reactivos de la unidad generadora. Se desconocen: Q y δ . En los nodos de carga se especifican P y Q ; por lo cual se desconocen V y δ .

Como no se conocen de antemano las pérdidas en el sistema, la generación de potencia activa y reactiva no pueden ser especificadas de antemano. Por lo cual, al menos un nodo de generación debe absorberlas. A este nodo se le denomina nodo compensador. Las incógnitas en este nodo son P y Q , y como datos se tienen V y δ .

Los tipos de nodos y variables mencionadas se ilustran en la tabla 1.1

TABLA 1.1 TIPOS DE NODOS Y VARIABLES ESPECIFICADAS

<i>Tipos de nodo</i>	<i>Variables especificadas</i>	<i>Incógnitas</i>
Carga	P_c, Q_c	V, δ
Generación	P_g, V	Q_g, δ
Compensador	V, δ	P_g, Q_g

CAPÍTULO 2

LIMITACIONES EN LA TRANSFERENCIA DE POTENCIA REAL

2.1 Introducción

La cargabilidad se define como la cantidad máxima de potencia eléctrica que se puede enviar a través de una o de un conjunto de líneas de transmisión manteniendo las condiciones operativas del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) dentro de márgenes preestablecidos.

El concepto más general sobre cargabilidad o capacidad de transmisión es el que se refiere al límite o capacidad térmica del conductor; sin embargo, existen otros criterios restrictivos como la caída de tensión, los márgenes de estabilidad angular y de tensión que deben ser considerados. La cargabilidad de líneas de transmisión se debe analizar tanto en el ámbito de la Planeación como en el ámbito de la operación del SEP. Para tal efecto se utilizan curvas características en la que se relacionan al comportamiento de las variables que dependen de la cantidad de potencia que se transfiere por la línea o conjunto de líneas valiéndose de un modelo adecuado del SEP para la cuantificación de la cargabilidad.

Dado que las condiciones de carga o demanda son cambiantes durante los meses, semanas y días; es necesario analizar diferentes condiciones de demanda y de despachos de generación. Por otra parte, como todo SEP está expuesto a la ocurrencia de fallas en alguna o algunas de sus componentes, es necesario considerar en la elaboración de los análisis la ocurrencia de contingencias de líneas de transmisión, subestaciones y unidades generadoras.

Un aspecto de suma importancia lo constituye la Base de datos y Modelos de las distintas componentes y controles del SEP. Los resultados obtenidos dependerán en gran medida de la información utilizada.

2.2 Capacidad Térmica

La capacidad térmica o límite térmico queda determinada por la máxima temperatura que soporta el conductor sin perder sus características eléctricas y mecánicas. El incremento de temperatura afecta la flecha de los conductores y la pérdida de su resistencia mecánica. Por lo anterior, podrían disminuir las distancias a tierra permisibles o bien podría excederse el límite de elasticidad del conductor, con lo cual ya no recuperaría su longitud original aun cuando se enfriara posteriormente.

La temperatura del conductor depende de la magnitud de la corriente y de la duración de ésta, así como de la temperatura ambiente, velocidad del viento y de las condiciones físicas en la superficie del conductor (ya que este límite resulta de la producción de calor por las pérdidas óhmicas). La constante de tiempo térmica es de varios minutos por lo que se puede hablar de una capacidad o límite térmico de corto plazo y otra de largo plazo.

Para líneas cuyo nivel de tensión es superior a 345 kV, las consideraciones ambientales tales como el efecto corona y los efectos de campos, obligan a que su diseño resulte en capacidades térmicas elevadas. Cuando se tienen varios conductores por fase, la capacidad térmica generalmente excede por un margen significativo los requerimientos del Sistema para transferir potencia a través de una línea específica. En tales casos, el equipo terminal de la línea, tal como trampas e onda o transformadores de corriente, entre otros, pudieran presentar un límite térmico más restrictivo que la línea misma.

2.3 Caída de Tensión

La limitación por caída de tensión es otro aspecto que es considerado sobre todo en Sistemas Eléctricos Longitudinales (SEL); está íntimamente relacionada con la capacidad de suministro de reactivos en los extremos terminales de la línea. Con base en el modelo simplificado de la figura 2.1, la caída de tensión se define entre el nodo de envío y el de recepción queda determinada de la manera siguiente:

$$CV = \frac{V_E - V_R}{V_R} \times 100 \quad (2.1)$$

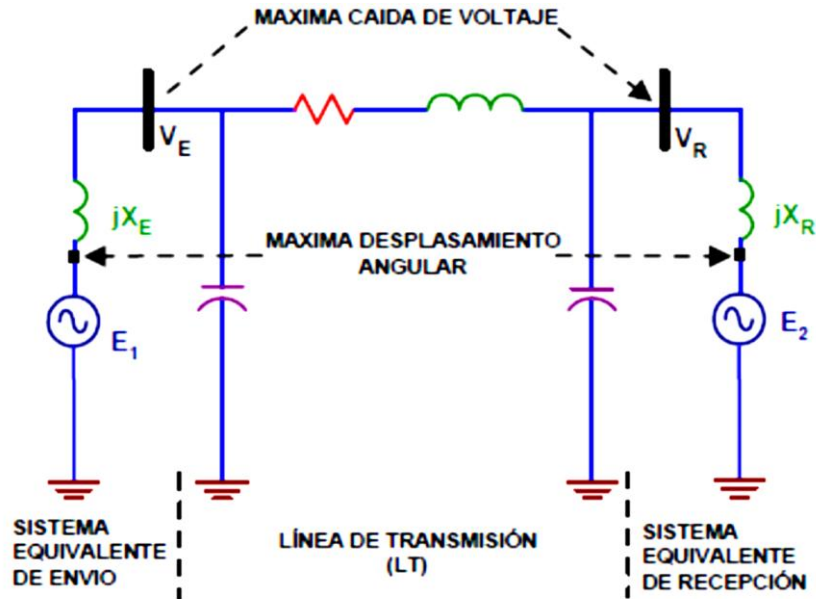


FIGURA 2.1 Modelo para el análisis de cargabilidad en LT.

Y en consecuencia la tensión límite del extremo de recepción (V_R) en términos de CV:

$$V_R = V_E \left[1 - \frac{CV}{100} \right] \quad (2.2)$$

Dependiendo de la ubicación de la subestación y como resultado del análisis correspondiente se establecen los criterios permisibles. Un valor de 5% podría ser válido para muchas subestaciones, sin embargo podría ser prohibitivo para muchas otras.

2.4 Estabilidad Angular

En un reporte de IEEE se describe la situación extrema de un problema de estabilidad angular: un generador síncrono remoto, conectado mediante líneas de transmisión a un sistema de potencia grande (estabilidad angular pura - caso máquina nodo infinito). Lo anterior se muestra en la figura 2.2

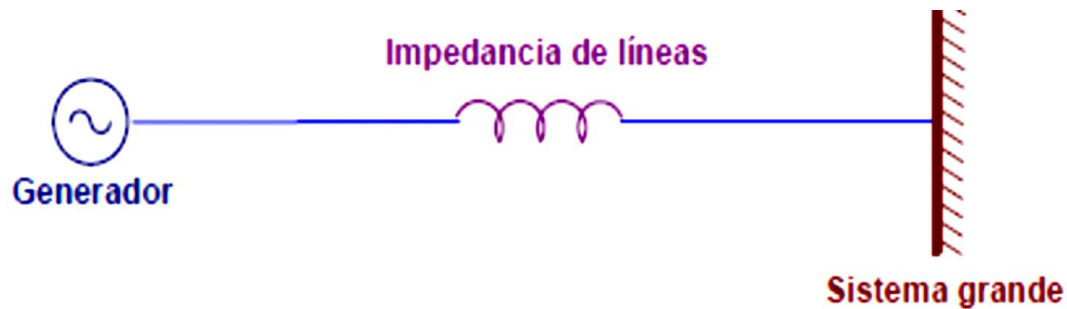


FIGURA 2.2 Generador síncrono remoto conectado mediante líneas de transmisión a un SEP grande.

Una función simplificada para determinar la transferencia de potencia activa es la siguiente:

$$PR = \frac{VE VR}{X'} \text{ Sen } \delta x \quad (2.3)$$

Al no considerar las pérdidas, la potencia activa en el extremo de envío de la línea es igual a la correspondiente en el extremo de recepción (Esto es: $PE=PR$). X' representa la reactancia equivalente entre las dos fuentes de tensión.

La ecuación anterior se representa gráficamente en la figura 2.3 considerando que las magnitudes de tensión se mantienen constantes y que el ángulo de fase δE varía de 0° a 90° . La máxima cantidad de potencia que la línea puede entregar (la cual ocurre cuando $\delta E = 90^\circ$) está dada por la siguiente expresión Donde P_{max} representa el **límite teórico de estabilidad de estado permanente** para una línea sin pérdidas.

$$P_{max} = \frac{VE VR}{X'} \quad (2.4)$$

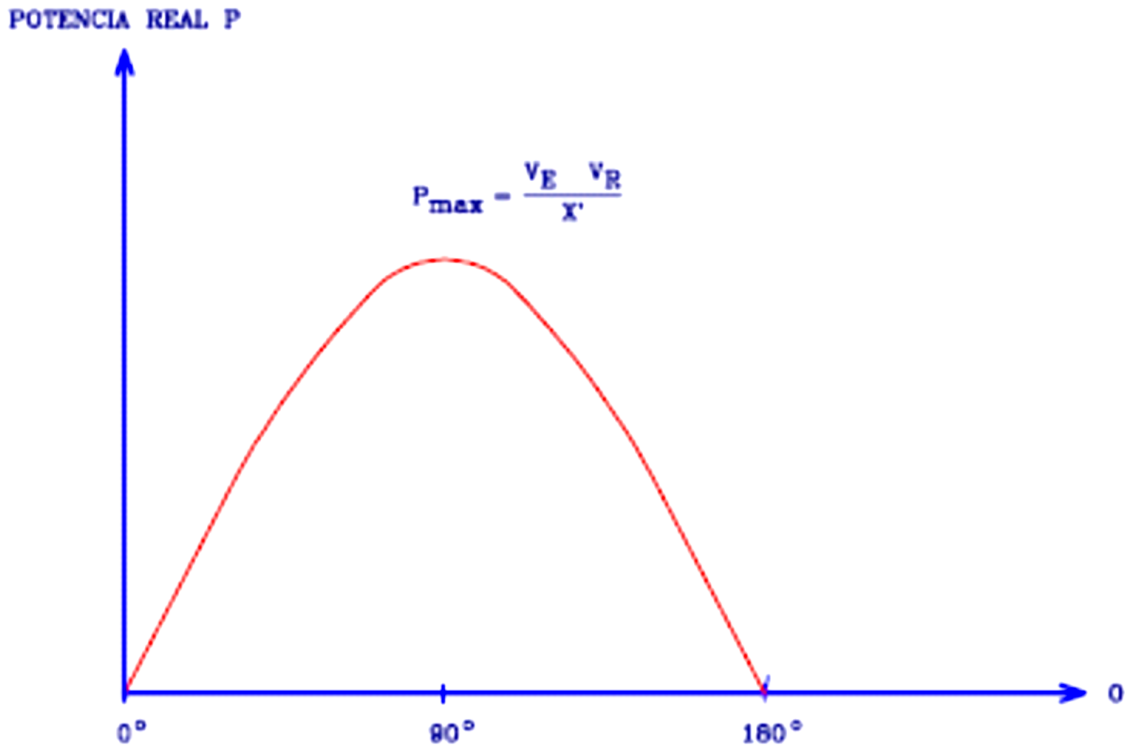


FIGURA 2.3 Potencia real transmitida en función del ángulo entre las fuentes de tensión mostradas en la figura. 2.2

La limitación de estabilidad (estabilidad angular) se refiere al margen entre la potencia máxima (P_{\max}) y la potencia de operación permisible (POP). El ME se define en términos de P_{\max} y P_{op} .

$$ME = \frac{P_{\max} - P_{op}}{P_{\max}} \times 100 \quad (2.5)$$

Este margen se selecciona para proporcionar un funcionamiento estable del SEP ante una diversidad de contingencias que ocurren en el mismo y que pueden provocar cambios súbitos de carga y/o de generación ya sean transitorios o de régimen permanente. Esos cambios pueden ser originados por maniobras de apertura y cierre de interruptores, desconexión de líneas y/o transformadores, por cambios en el despacho de generación o por disturbios eléctricos, tales como fallas de corto circuito o fallas de equipos eléctricos.

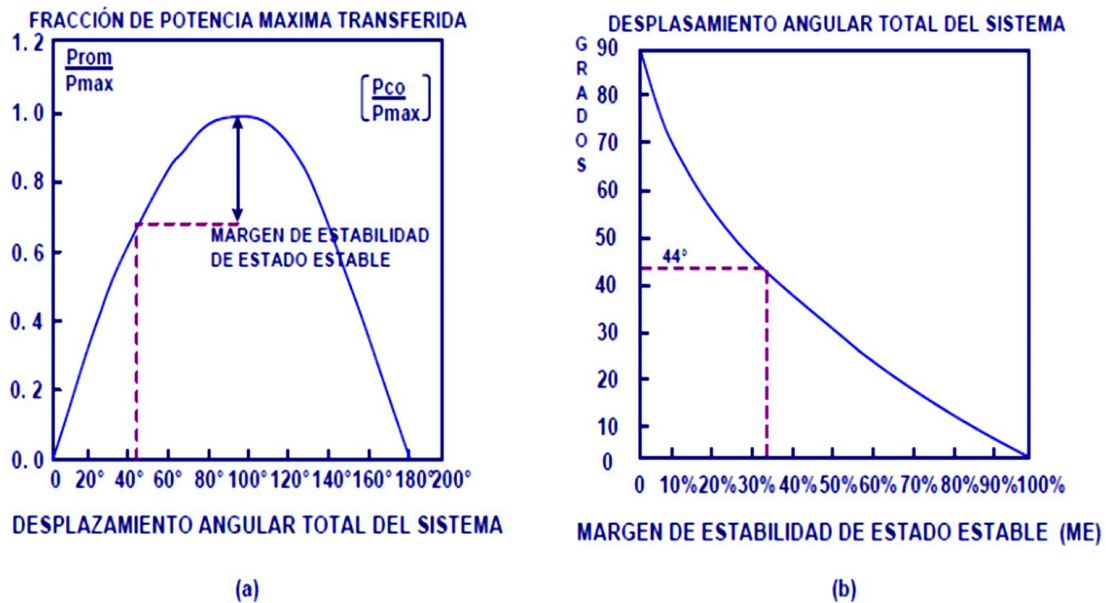


FIGURA 2.4 a) curva ángulo potencia b) conversión del ME a desplazamiento angular

Generalmente se utiliza un margen de 30% a 35%. Considerando la ecuación anterior para un 35% (0.35 pu) de margen de estabilidad:

$$0.35 = 1 \frac{P_{op}}{P_{max}} \tag{2.6}$$

$$\frac{P_{op}}{P_{max}} = 0.65 \tag{2.7}$$

$$P_{op} = P_{max} \text{Sen} (\delta E) \tag{2.8}$$

$$\delta E = \text{Sen}^{-1} (0.65) = 40^\circ \tag{2.9}$$

Como se observa en la figura 2.4 b). Para un valor en ME de 30%, el ángulo δE es igual a 44°

Se debe destacar que la separación angular se refiere al Sistema completo; esto es, desde la fuente de tensión equivalente en el extremo receptor hasta la fuente equivalente en el extremo de envío. Como puede observarse, se incluyen entre ambas fuentes de tensión la suma de las reactancias equivalentes de los sistemas extremos y la impedancia de la línea o conjunto de líneas de transmisión.

2.5 Estabilidad de Tensión

También en el reporte IEEE se describe la situación extrema de un problema de estabilidad de tensión: *un generador síncrono perteneciente a un SEP conectado mediante líneas de transmisión a una carga.*

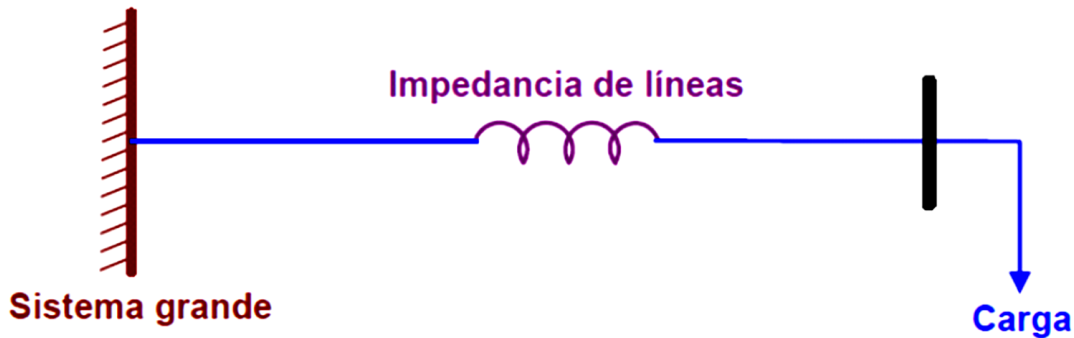


FIGURA 2.5 Generador síncrono de un SEP conectado mediante líneas de transmisión a una carga.

La estabilidad de tensión significa diferentes aspectos para distintos ingenieros. De esta forma, representa un fenómeno rápido para ingenieros involucrados con motores de inducción y cargas de aire acondicionado. En cambio, es un fenómeno lento (si se involucran cambiadores de derivaciones o taps de transformadores, limitadores de máxima excitación, entre otros) para otros ingenieros. Muchos investigadores e ingenieros de redes eléctricas han discutido extensamente los métodos de análisis más apropiados, con una particular polémica referente a si la estabilidad de tensión es un fenómeno estático o dinámico.

La inestabilidad de tensión y el colapso de tensión son utilizados algunas veces de manera indistinta. La estabilidad de tensión ha sido vista frecuentemente como una "viabilidad" del problema en estado estable apropiada para el análisis estático (flujos de potencia). La capacidad para transferir potencia reactiva de las fuentes de producción hacia los centros de consumo durante condiciones estables de operación, es un aspecto relevante de la estabilidad de tensión.

Es importante mencionar que el límite máximo de transferencia de potencia de la red no es necesariamente el límite de estabilidad de tensión.

La estabilidad de tensión transitoria está frecuentemente relacionada con la estabilidad angular y, las formas más lentas de estabilidad de tensión están íntimamente relacionadas con la estabilidad angular ante pequeños disturbios. Con frecuencia, los mecanismos de los dos tipos de estabilidad son difíciles de separar.

En contraste con la estabilidad angular, la dinámica de estabilidad de tensión involucra principalmente las cargas y los medios para el control de tensión. Debido a esto, la estabilidad de tensión ha sido llamada comúnmente estabilidad de la carga.

Un Sistema de potencia en un estado de operación dado y sujeto a un "x" disturbio, experimenta un colapso de tensión si las tensiones de equilibrio después del disturbio son inferiores a los límites aceptables. El colapso de tensión puede ser total o parcial.

La inestabilidad de tensión en un sistema de potencia es la ausencia de estabilidad de tensión y resulta en un progresivo decremento (o incremento) de tensión. Sin embargo, la operación de controles cuando éstos alcanzan sus límites y otro tipo de acciones de control (p.e. desconexión de carga), pueden en algunos casos establecer una estabilidad global.

El término seguridad de tensión se utiliza también con frecuencia. Éste se refiere a la habilidad de un Sistema, no solamente para operar de manera estable, sino también para permanecer estable después de contingencias probables o de incrementos en la carga. Lo anterior frecuentemente significa la existencia de un margen considerable desde un punto de operación hasta el punto de inestabilidad de tensión (o hasta el punto máximo de transferencia de potencia) después de la ocurrencia de una probable contingencia.

Aún cuando la estabilidad de tensión involucra fenómenos dinámicos, los métodos estáticos de análisis son utilizados con más frecuencia por ser rápidos y por su facilidad de implementación además de la importante e inmediata información que proporcionan la cual, puede servir como punto de partida para realizar posteriormente algunas simulaciones dinámicas con la ventaja de que en este caso, ya se tendría importante información preliminar para decidir los casos de verdadero interés para su simulación en el dominio del tiempo y/o en el dominio de la frecuencia.

CAPÍTULO 3

DESCRIPCIÓN DE LAS PRINCIPALES TÉCNICAS UTILIZADAS EN LA ESTABILIDAD DE TENSIÓN

3.1 *Introducción*

Se presenta un resumen de las diferentes técnicas analíticas que actualmente se dispone para la solución de problemas de flujo de potencia. La aplicación de éstas técnicas, depende del planteamiento del problema a ser resuelto, con el objeto de conocer el comportamiento de estado estable de sistemas eléctricos de potencia. Se plantean de manera conceptual, las bases analíticas y las aplicaciones de las formulaciones determinísticas de flujos de potencia.

El flujo de potencia es la denominación que se da a la solución de estado estable de un sistema de potencia bajo ciertas condiciones preestablecidas de generación, carga y topología de red. La solución (obtenida con programas digitales), consiste en conocer los niveles de tensión de todos los nodos del sistema, tanto en amplitud como ángulo, el flujo de potencia por todos los elementos de la red y las pérdidas.

El flujo de potencia es extensamente utilizado en la planeación, operación y control de tiempo real de sistemas eléctricos de potencia.

La solución de las ecuaciones del flujo de potencia se la considera aceptable, cuando las variables de estado y las variables dependientes están dentro de rangos normales; de no obtenerse esta condición, deben efectuarse ajustes de las variables de control hasta encontrar la

solución deseada para las condiciones preestablecidas de carga y topología, denominadas variables independientes.

Lo anterior constituye la formulación básica, común o convencional del flujo de potencia y diversos métodos se utilizan para resolver el conjunto de ecuaciones no lineales; métodos que son iterativos (se van acercando paulatinamente a la solución) tales como los denominados de Gauss-Seidel, Newton-Raphson, desacoplados, etc. Estos métodos difieren uno de otro por la técnica algorítmica de resolver ecuaciones, pero la solución en cualquier caso es la misma para resolver el mismo problema. En la actualidad los métodos de Newton en sus versiones; completo y desacoplado, se han constituido en los métodos estándar de solución de las ecuaciones de flujos de potencia.

El planteamiento y solución del problema es determinístico debido a que las variables independientes son fijas o consideradas exactas en el problema y en esta forma la solución factible es única y cumplen exactamente las ecuaciones.

Cuando se tiene incertidumbre sobre el valor de las variables, es obvio que no se les puede tomar como exactas ya que en ellas se refleja la incertidumbre; entonces para tener una idea más aproximada de la solución se recurre a resolver muchos flujos determinísticos para diferentes valores alrededor del más probable y ésta constituye la manera natural como todos los analistas resuelven los problemas de flujo de potencia que por su naturaleza es probabilístico.

Para evitar la solución de muchos flujos determinísticos para una condición en la que existe incertidumbre, es posible tratar las variables del problema de flujos, como variables aleatorias, y la solución no es única sino que tiene un rango probable de variación alrededor de un valor esperado o más probable y ésta constituye la formulación probabilística del problema de flujos de potencia.

En este capítulo se presentan el planteamiento analítico, la técnica de solución y la aplicación de estas diferentes formulaciones que puede tener el flujo de potencia.

3.2 *Conceptos básicos*

En primera instancia, se describen con más detalle aspectos relacionados con la impedancia de las cargas. Un teorema básico de redes nos dice que la transmisión máxima de potencia ocurre cuando la magnitud de la impedancia de la carga es igual a la magnitud de la impedancia de la fuente. Para muy altas impedancias de carga (muy bajas admitancias), nos encontramos en puntos de operación con altas tensiones y bajas corrientes. Para altas admitancias, nos encontramos ahora en puntos de operación con bajas tensiones y altas corrientes. Barbier y Barret [9] proporcionan en su trabajo las relaciones matemáticas.

Para el caso más simple, compuesto por una carga resistiva y una reactancia de la red, la figura 3.1 nos muestra las relaciones de tensión, corriente y potencia. Como se mencionó anteriormente, la potencia máxima ocurre cuando las magnitudes de las impedancias de la fuente y la carga son iguales. La tensión en el punto de potencia máxima se le conoce como “tensión crítico”.

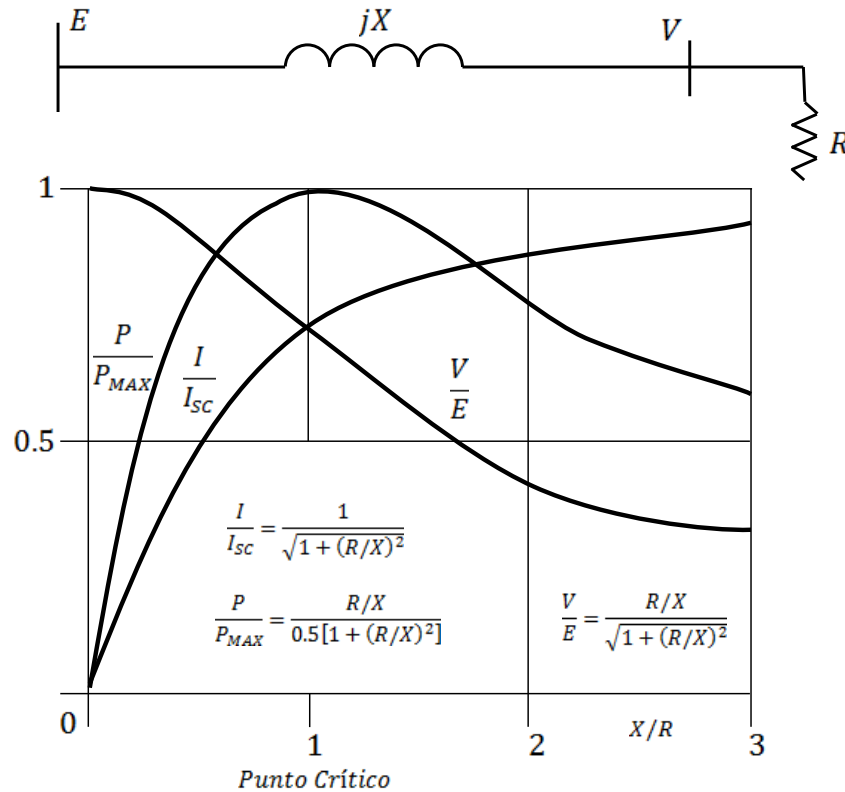


FIGURA 3.1 Relaciones de tensión, corriente y potencia para carga resistiva y reactancia de la red. $I_{SC} = E/X$ es la corriente de corto circuito

3.3 Relación de estabilidad de tensión

La estabilidad de tensión y la estabilidad del ángulo del rotor están más o menos entrelazadas.

La estabilidad de tensión transitoria está frecuentemente relacionada con la estabilidad del ángulo del rotor y, las formas más lentas de estabilidad de tensión están íntimamente relacionadas con la estabilidad del ángulo del rotor ante pequeños disturbios. Con frecuencia, los mecanismos de los dos tipos de estabilidad son difíciles de separar. Sin embargo, existen muchos casos donde una forma de inestabilidad predomina. Un reporte IEEE [10] describe las situaciones extremas:

- Un generador síncrono remoto, conectado mediante líneas de transmisión a un gran Sistema de Potencia (pura estabilidad angular – caso máquina nodo infinito) y,
- Un generador síncrono de un gran Sistema, conectado mediante líneas de transmisión a una asíncrona (pura estabilidad de tensión). La figura 3.2 muestra estas condiciones extremas.

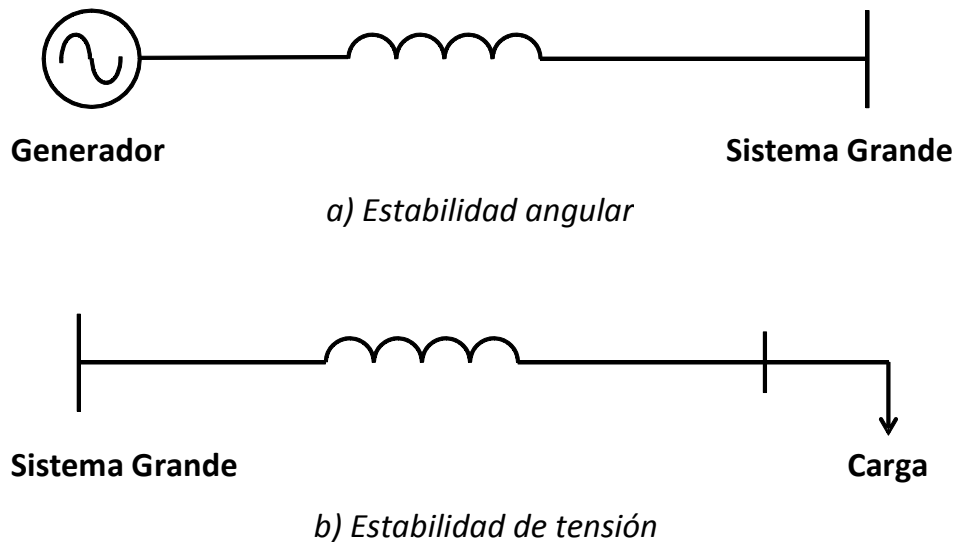


FIGURA 3.2 Ejemplos de estabilidad sencillos ilustrando situaciones extremas

La estabilidad del ángulo del rotor, así como la estabilidad de tensión, es afectada por el control de potencia reactiva. En particular, la estabilidad ante pequeños disturbios (“estado estable”) involucrando incrementos no-periódicos de ángulos, fue un gran problema hasta que los reguladores automáticos de tensión rápidos y de acción continua, hicieron su aparición. Nosotros podemos observar una relación entre estabilidad angular ante pequeños disturbios y la estabilidad de tensión de largo término: el limitador de corriente del generador (mejor conocido como limitador de sobreexcitación) evita la regulación automática de tensión normal. El limitador de corriente del generador es muy perjudicial para ambas formas de estabilidad.

La estabilidad de tensión está relacionada con áreas de carga y características de la carga. Para la estabilidad del ángulo del rotor, nosotros estamos frecuentemente interesados en el caso de integrar plantas de generación remotas a un gran Sistema de Potencia a través de largas líneas de transmisión. La estabilidad de tensión es básicamente estabilidad de la carga y, la estabilidad del ángulo del rotor, es básicamente estabilidad del generador.

En un gran Sistema interconectado, el colapso de tensión en un área de carga puede ser posible sin necesidad de que se presente la pérdida de sincronismo de ningún generador.

La estabilidad de tensión transitoria está comúnmente más cercanamente asociada con la estabilidad transitoria del ángulo del rotor. En cambio, la estabilidad de tensión de largo término está menos relacionada con la estabilidad del ángulo del rotor.

De esta forma, podemos decir que si la tensión se colapsa en un punto de un Sistema de transmisión remoto de las cargas, se trata entonces de un problema de inestabilidad angular. En cambio, si la tensión se colapsa en un área de carga, se tiene con mucha probabilidad un problema de inestabilidad de tensión.

3.4 **Requerimientos de modelado del SEP para estudios de estabilidad de tensión**

En esta sección se describen en forma general, los requerimientos en el modelado de los elementos del SEP que tienen un mayor impacto sobre la estabilidad de tensión [11]:

- **Cargas:**

La característica de las cargas puede llegar a ser un factor crítico en el análisis de estabilidad de tensión. A diferencia de los estudios convencionales de estabilidad transitoria y de los análisis de flujos de potencia, en el estudio de estabilidad de tensión puede ser necesario representar también el Sistema de Subtransmisión en las áreas débiles en tensión. Lo anterior puede incluir la acción de transformadores con cambiador de tap bajo carga (ULTC), compensación de potencia reactiva, y reguladores de tensión en el Sistema de subtransmisión.

Es muy importante tener también en cuenta la dependencia de tensión y frecuencia de las cargas. De esta forma, resulta en algunos casos necesario modelar los motores de inducción de manera específica y detallada ya que, una adecuada representación de las características de la carga ante bajas tensiones puede llegar a ser fundamental.

- **Generadores y sus controles de excitación:**

En el análisis de estabilidad de tensión, es recomendable y necesario tener en cuenta la característica de la pendiente del compensador de reactivos incluido en el RAV (Regulador Automático de Tensión). Es importante hacer énfasis en este aspecto ya que en muchas ocasiones se asume que esta pendiente es cero, pero en este caso, resulta trascendental el hecho de considerar ésta pendiente. Si se conoce la compensación de la carga, se puede entonces representar de una manera más fiel el efecto de dicha pendiente. También si es posible, se recomienda modelar específicamente la corriente de campo y los límites de la corriente de armadura, en lugar de representarlos como valores fijos de los límites máximos de potencia reactiva.

- **Compensadores Estáticos de Vars:**

Los Compensadores Estáticos de Vars, mientras se encuentran operando dentro de un rango de control de tensión normal, son capaces de mantener la tensión del nodo en el valor especificado o muy cercano a éste. Sin embargo, cuando estos dispositivos operan en sus límites de potencia reactiva, tienden a comportarse como unos simples reactores o capacitores lo cual, puede tener un efecto significativo en la estabilidad de tensión. Por lo tanto, resulta de suma importancia representar apropiadamente la característica de los CEV en estudios de estabilidad de tensión.

- **Control Automático de Generación (AGC):**

Para contingencias en las cuales se presenta una diferencia o “error” significativo entre generación y carga, las acciones del control primario de velocidad y consecuentemente, el

suplementario control de frecuencia, pueden cambiar significativamente la generación del Sistema, algunas veces para detrimento de la estabilidad de tensión. De esta forma, también es necesario representar correctamente este tipo de funciones.

- **Protecciones y Controles:**

En este aspecto, se incluyen las protecciones y controles tanto de las unidades generadoras como de la red de transmisión. Algunos ejemplos de éstos son:

- Protección de excitación del generador
- Protección de sobrecorriente de armadura
- Protección de sobrecorriente de la línea de transmisión
- Controles de bancos de capacitores
- Reguladores defasadores de ángulo
- Esquemas de disparo de carga por bajo tensión

3.5 **Técnicas utilizadas en el análisis de tensión**

Las herramientas y técnicas disponibles para el estudio de la Estabilidad de Tensión pueden dividirse en dos grandes grupos [12, 13, 14, 15]:

- a) Análisis en estado estable y,
- b) Análisis dinámico

3.6 **Análisis en estado estable**

Las técnicas en estado estable están basadas en la formulación de flujos de potencia. Generalmente, estas técnicas procuran responder los tres siguientes cuestionamientos respecto a la estabilidad de tensión:

- a) Para una condición de operación dada, ¿presenta el Sistema una estabilidad de tensión?
- b) En un punto de operación dado, ¿qué tan cerca está el Sistema de la inestabilidad de tensión?
- c) Si el sistema es inestable, ¿dónde y por qué ocurre la inestabilidad de tensión?

En otras palabras, el análisis en estado estable proporciona respuestas referentes a dos importantes aspectos como son: el margen de estabilidad de tensión y el mecanismo de la inestabilidad de tensión.

Para determinar el margen de estabilidad de tensión, el sistema es forzado paulatinamente hasta el punto en que ocurre la inestabilidad de tensión. Las condiciones del sistema en diferentes niveles de “stress” son obtenidas mediante la solución de las ecuaciones de flujos de potencia.

La estabilidad de tensión de un sistema en una condición de operación dada, así como el mecanismo de la inestabilidad de tensión, son determinados utilizando técnicas de análisis lineal.

Los procedimientos en estado estable también conocidos como estáticos, capturan condiciones instantáneas (fotografías) de un sistema en diferentes “marcos” a lo largo de una trayectoria en el dominio del tiempo. En cada uno de esos marcos de tiempo, las derivadas de las variables de estado (p. e. x') que representa a una simulación dinámica son asumidas como cero y de esta forma, las variables de estado tomen valores apropiados para el marco de tiempo específico. Como consecuencia de lo anterior, el sistema completo de ecuaciones se reduce a un sistema con ecuaciones puramente algebraicas permitiendo con esto, el uso de las técnicas estáticas de análisis.

Hasta hoy en día, las compañías de suministro de energía eléctrica han dependido enormemente de programas convencionales de flujos de carga para llevar a cabo el análisis estático de estabilidad de tensión. La estabilidad en este caso se determina mediante el cálculo de las curvas P-V y V-Q en nodos de carga seleccionados por el ingeniero analista. Generalmente, estas curvas son generadas realizando un gran número de cálculos de flujos de potencia utilizado para esto modelos convencionales. Aunque estos procedimientos de generación de curvas pueden ser automatizados, éstos consumen demasiado tiempo de cómputo y no proporcionan una rápida información que puede ser útil para conocer de manera más certera y detallada, las causas que dan lugar a los problemas de estabilidad de tensión. Además de lo anterior, estos procedimientos se enfocan sobre nodos individuales; esto es, las características de la estabilidad son establecidas sometiendo a condiciones de “stress” a cada nodo en forma independiente.

Esto podría en algunos casos distorsionar de manera no real condición de estabilidad del sistema. También, es importante hacer notar que los nodos seleccionados para el análisis de las curvas P-V y V-Q deber ser elegidos cuidadosamente y por lo tanto, son requeridas un enorme número de este tipo de curvas para obtener una información más completa. Por otra parte, se puede representar el caso en el que no sea posible generar completamente las curvas V-Q debido a los problemas de divergencia en los flujos de potencia ocasionados por problemas en cualquier lugar del sistema eléctrico.

En los últimos años han sido propuestas en la literatura algunas técnicas especiales para realizar el análisis de estabilidad de tensión utilizando procedimientos estáticos. En secciones posteriores de este capítulo describiremos algunas de ellas. Algunas de las ventajas que se tienen con esta clase de técnicas es que ellas, nos pueden proporcionar información importante relacionada con la estabilidad de tensión desde una perspectiva que toma en cuenta al Sistema Eléctrico completo y además, identifican claramente a las áreas que pueden tener problemas potenciales. El análisis modal que es una de estas técnicas, tiene también la ventaja de que nos proporciona una útil información relacionada con el mecanismo de la inestabilidad de tensión.

3.7 Ecuaciones de flujos de potencia

El modelo matemático que plantea el problema de flujos de potencia se indica de manera general por la ecuación (3.1)

$$S = VI^* \quad ; \quad I = YV$$

$$\boxed{P_i - jQ_i = V_i^* \sum Y_{ik} V_k} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.1)$$

Donde:

I^* es el conjugado de la corriente neta en el nodo i

V_i tensión en el nodo i

V_k tensión en el nodo k

Y_{ik} admitancia serie entre los nodos i y k

Como se observa, es un sistema de ecuaciones complejas y no lineales; de ahí que su solución se realice por medio de métodos numéricos iterativos.

La inyección neta de potencia en un nodo queda determinada por la diferencia entre la potencia de generación menos la potencia de carga. Observando la figura 3.3, se tiene que;

$$S_i = S_{gi} - S_{ci} \quad (3.2)$$

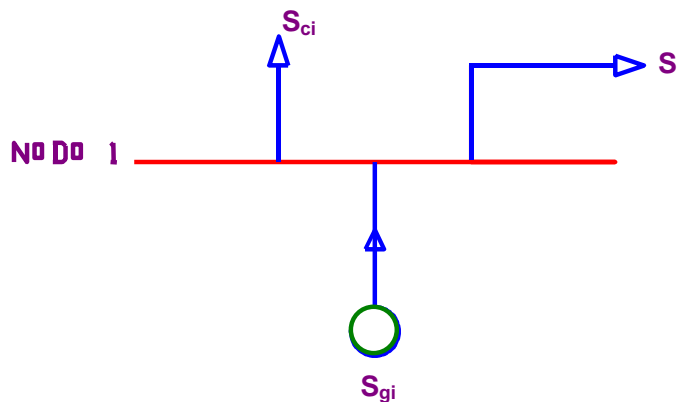


FIGURA 3.3 Ilustra el concepto de potencia neta.

También debemos considerar las potencias inyectadas a la red de transmisión, por tanto;

$$S_i = \sum_{k=1}^n S_{ik} \quad i=1,2,\dots, n \quad (3.3)$$

Para un sistema de dos nodos como el que se indica en la figura 3.4

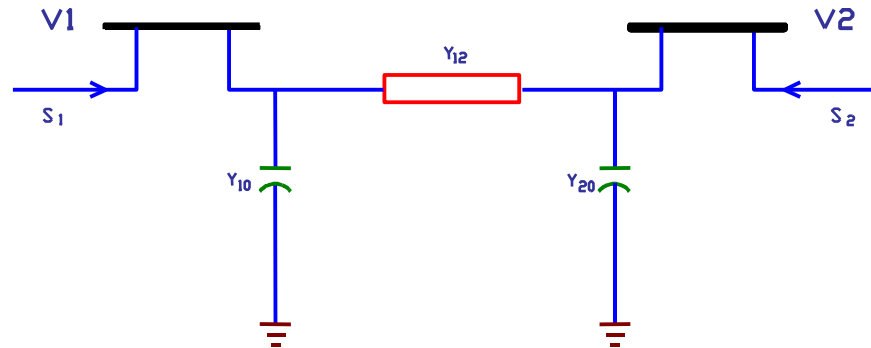


FIGURA 3.4 Sistema de dos nodos

Donde:

Y_{12} admitancia serie entre los nodos 1 y 2
 $Y_{10} = Y_{20}$ admitancia capacitiva en derivación (1/2 de la admitancia total)

Se tiene que la potencia nodal S_i inyectada en el nodo i está dada por:

$$S_i = V_i I_i^* \quad (3.4)$$

Para el sistema de dos nodos se cumple que:

$$I_1 = \frac{S_1^*}{V_1} = V_1 Y_{10} + (V_1 - V_2) Y_{12} \quad (3.5)$$

$$I_2 = \frac{S_2^*}{V_2} = V_2 Y_{20} + (V_2 - V_1) Y_{21} \quad (3.6)$$

Despejando S_1 y S_2

$$S_1^* = P_1 - jQ_1 = V_1^* (Y_{10} V_1 + Y_{12} V_2) \quad (3.7)$$

$$S_2^* = P_2 - jQ_2 = V_2^* (Y_{20} V_1 + Y_{21} V_2) \quad (3.8)$$

Que para un sistema de n nodos, resulta la expresión general del problema de flujos dada en la ecuación (3.1).

Expresando el tensión y admitancias en forma polar;

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i \qquad Y_{ik} = |Y_{ik}| \angle \gamma_{ik}$$

La expresión dada en (3.1) toma la forma;

$$P_i - jQ_i = \sum_{k=1}^n |Y_{ik}| |V_i| |V_k| e^{i(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik})} \qquad i = 1, 2, \dots, n \qquad (3.9)$$

Además, como $\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$ y $e^{j\theta_{km}} = \cos\theta_{km} + j \operatorname{sen}\theta_{km}$

Entonces desarrollando y separando parte real e imaginaria;

$$P_i = \sum_{k=1}^n |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \cos(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik}) \qquad i=1,2,\dots, n \qquad (3.10)$$

$$Q_i = - \sum_{k=1}^n |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \operatorname{sen}(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik}) \qquad i=1,2,\dots, n \qquad (3.11)$$

Estas ecuaciones deben plantearse y resolverse. Para cada nodo del SEP se tendrán dos ecuaciones.

Ejemplo:

Considerando el sistema indicado en la figura 3.5, se plantean las ecuaciones de flujos de potencia para cada nodo de acuerdo a como se indica en (3.10) y (3.11).

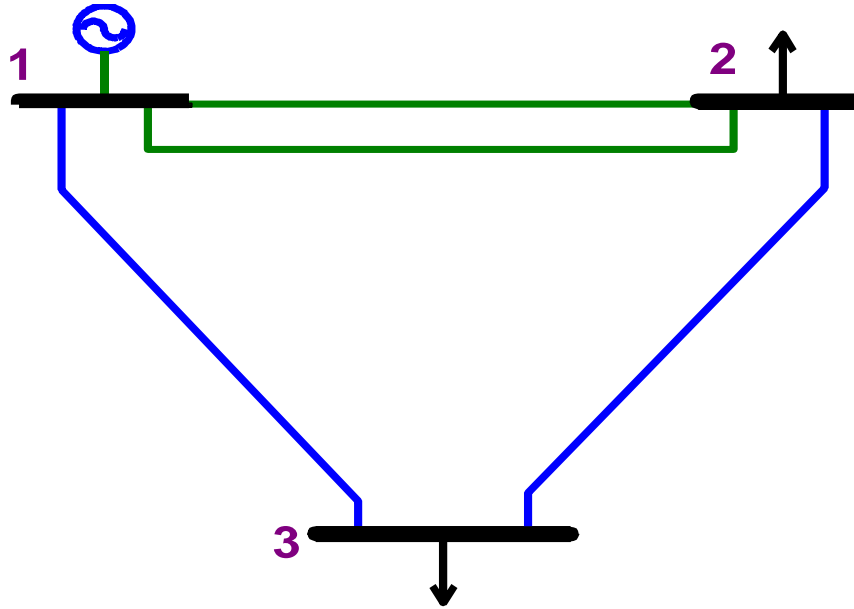


FIGURA 3.5 Sistema de 3 nodos

En la tabla 3.1 se indican las variables que son conocidas y las que son incógnitas.

TABLA 3.1 TIPOS DE NODOS Y VARIABLES CORRESPONDIENTES A LA FIGURA 3.5

NODO		VARIABLES			
No.	TIPO	CONOCIDAS		INCÓGNITAS	
1	3	V_1	δ_1	P_g	Q_g
2	1	$P_{2'}$	Q_2	V_2	δ_2
3	1	$P_{3'}$	Q_3	V_3	δ_3

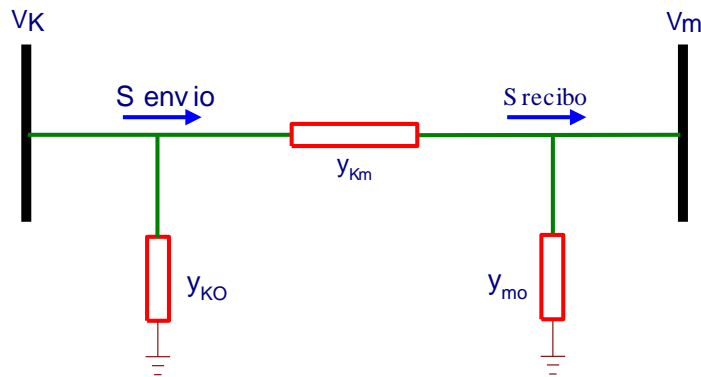


Figura 3.6 Flujos de Potencia en una Línea de Transmisión

Solución:

Debido a que en el nodo 1 es el único donde existe generación, se considera como nodo compensador. Se conocen \$V_1\$ y \$\delta_1\$ (\$\delta_1 = 0^\circ\$)

Las ecuaciones para los nodos 2 y 3, aplicando la expresión dada en (3.1) quedan de la manera siguiente:

$$P_2 - jQ_2 = V_2^* (Y_{21} V_1 + Y_{22} V_2 + Y_{23} V_3)$$

$$P_3 - jQ_3 = V_3^* (Y_{31} V_1 + Y_{32} V_2 + Y_{33} V_3)$$

En forma polar y separando parte real e imaginaria (aplicando las ecuaciones 3.10 y 3.11):

$$P_2 = |V_2| |V_1| |Y_{21}| \cos(\delta_1 - \delta_2 + \gamma_{21}) + |V_2|^2 |Y_{22}| \cos(\gamma_{22}) + |V_2| |V_3| |Y_{23}| \cos(\delta_3 - \delta_2 + \gamma_{23})$$

$$Q_2 = -(|V_2| |V_1| |Y_{21}| \sin(\delta_1 - \delta_2 + \gamma_{21}) + |V_2|^2 |Y_{22}| \sin(\gamma_{22}) + |V_2| |V_3| |Y_{23}| \sin(\delta_3 - \delta_2 + \gamma_{23}))$$

De manera similar para el nodo 3.

Una vez formuladas las ecuaciones, su solución se obtiene por medio de métodos numéricos. Con las tensiones determinadas en cada nodo, se procede a calcular los flujos de potencia en líneas de transmisión y transformadores así como la potencia en el nodo compensador.

Si se calculan los flujos de potencia de envío y recepción en una línea de transmisión, es posible calcular las pérdidas en esa línea. Considerando la figura 3.4, se tiene que la corriente del nodo 1 al nodo 2 está dada por:

$$I_{12} = (V_1 - V_2) Y_{12} + V_1 Y_{10}$$

Entonces:

$$(P - jQ)_{12} = V_1^* I_{12} = |V_1|^2 (Y_{10} + Y_{12}) - V_1^* V_2 Y_{12} \quad (3.12)$$

$$(P - jQ)_{21} = V_2^* I_{21} = |V_2|^2 (Y_{20} + Y_{21}) - V_2^* V_1 Y_{21}$$

$$(P - jQ)_{\text{pérdidas}} = (P - jQ)_{12} + (P - jQ)_{21}$$

La inyección de potencia en el nodo compensador se determina de la manera siguiente:

$$(P - jQ)_c = V_c^* I_c = V_c^* \sum_{k=1}^n Y_{ck} V_k \quad k = 1, 2, \dots, n \quad (3.13)$$

3.8 Métodos de solución

Para la solución de las ecuaciones simultáneas no lineales se hace uso de métodos iterativos. Existen varios métodos entre los cuales podemos mencionar; Gauss, Gauss-Seidel, Newton-Raphson y el Desacoplado rápido (que es una variante del método de Newton-Raphson) entre otros. Enfocaremos nuestra atención en los mencionados por ser los de mayor uso en la actualidad.

3.8.1 Método de Gauss y Gauss-Seidel

Los métodos de Gauss y de Gauss-Seidel son procedimientos iterativos para resolver simultáneamente ecuaciones no lineales. Ilustramos el método Gauss con el ejemplo siguiente.

Tanto Gauss como Gauss-Seidel implican la formulación: $\mathbf{x} = \mathbf{F}(\mathbf{x})$ y la formula iterativa $\mathbf{x}(n+1) = \mathbf{F}(\mathbf{x}(n))$

En Gauss se calculan los nuevos valores de $\mathbf{x}(n+1)$ a partir de los \mathbf{x} (n obtenida en la iteración anterior)

En Gauss-Seidel, los valores obtenidos son utilizados inmediatamente después de haber sido calculados aunque no haya terminado la iteración en curso (mayor rapidez).

EJEMPLO: Resolver las variables x y en el sistema:

$$y - 3x + 1.9 = 0$$

$$y + x^2 - 1.8 = 0$$

Resolver con el método de Gauss, se vuelven a escribir las ecuaciones dadas como

$$x = y/3 + 0,633$$

$$y = 1.8 - x^2$$

Ahora hacemos una suposición inicial de $x_0 = 1$ y $y_0 = 1$, actualiza x con el subíndice (1), y actualiza y con el subíndice (2).

Es decir, computamos:

$$x_1 = y_0/3 + 0.633 = 1/3 + 0.633 = 0,9663$$

$$y_1 = 1.8 - x_1^2 = 1.8 - 1 = 0,8$$

En iteraciones subsiguientes computamos, más generalmente,

$$x_{n+1} = y_n/3 + 0,633 \quad (3.14)$$

y

$$y_{n+1} = 1.8 - x_n^2 \quad (3.15)$$

Después de varias iteraciones se obtienen $x = 0,938$ y $y = 0,917$. Con más iteraciones se llegaría a los resultados exactos: $x = 0,93926$ e $y = 0,9178$. Sin embargo, se debe señalar que una "suposición desafortunada" de los valores iniciales (tal como $x_0 = y_0 = 100$) haría que la solución diverge.

Si estábamos usando el método Gauss-Seidel en el ejemplo precedente, se usaría todavía la ecuación (3.14) para calcular X_{n+1} , pero se usaría entonces la X_{n+1} , para encontrar Y_{n+1} en lugar de (3.14) y (3.15), el algoritmo por el método Gauss-Seidel estaría:

$$x_{n+1} = y_n/3 + 0,633$$

$$y_{n+1} = 1.8 - x_{n+1}^2$$

Extrapolando los resultados, encontramos que el algoritmo Gauss-Seidel para las ecuaciones del flujo de potencia es:

$$V_k^{i+1} = \frac{1}{Y_{kk}} \left(\frac{P_k - jQ_k}{(V_k^{(i)})^*} - \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq k}}^N Y_{kn} V_n^{(i)} \right) \quad (3.16)$$

Para $k=2, 3, \dots, N$

Tener en cuenta que V_1 , en (3.16) se especifica, que se empiezan los cálculos con el nudo 2.

Utilizando el factor de aceleración α : $V_i[k+1] = V_i[k] + \alpha \Delta V_i[k+1]$. ($\alpha=1.4, 1.6$)

3.8.2 Método de Newton-Raphson (NR)

Este método es ampliamente utilizado en la solución de sistemas de ecuaciones no lineales.

Transforma un problema no lineal en una secuencia de problemas lineales cuyas aproximaciones sucesivas se van acercando a la solución del problema original.

La explicación del método de NR se desarrollará para el caso de una variable y después para el de " n " variables. Primero para un caso general y posteriormente aplicado al problema de flujos de potencia.

Dada una función $F(x)$ cualquier valor de x que satisface la condición $F(x) = 0$ es una raíz de la función. Si para encontrar la raíz se parte de un valor próximo a ella y se evalúa la función en dicho valor; generalmente se tendrá un error. Si el error es menor que cierta tolerancia se habrá calculado la raíz o solución.

Si el valor supuesto es X_o entonces;

$$F(X_o) = \Delta F_o \quad (3.17)$$

Donde ΔF_o constituye un error debido a que X_o no es la raíz. A medida que disminuye ΔF_o nos acercamos a la raíz.

Gráficamente se aprecia lo anterior en la figura 3.7.

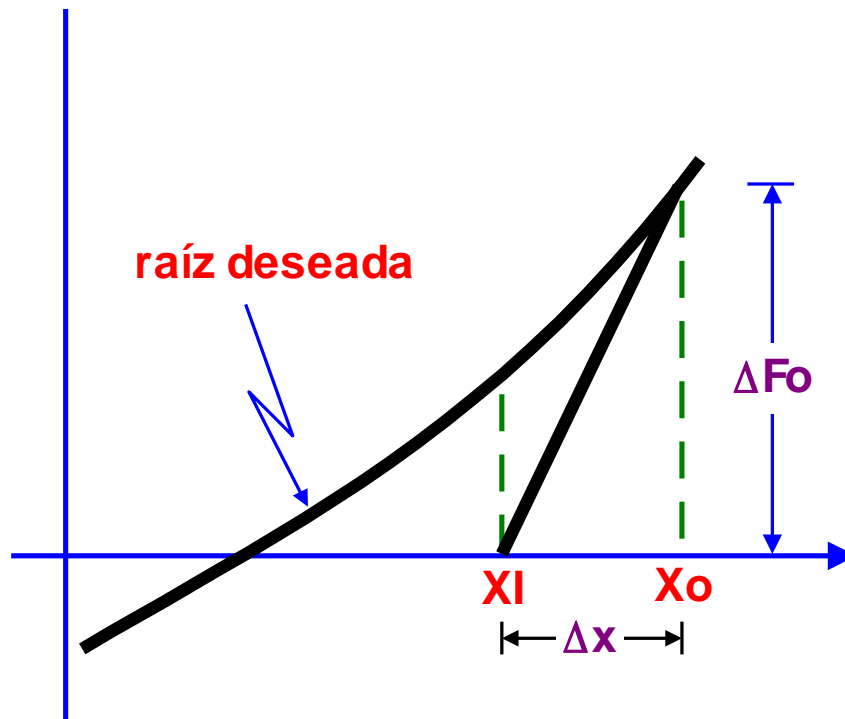


FIGURA 3.7 Interpretación gráfica del algoritmo de Newton-Raphson.

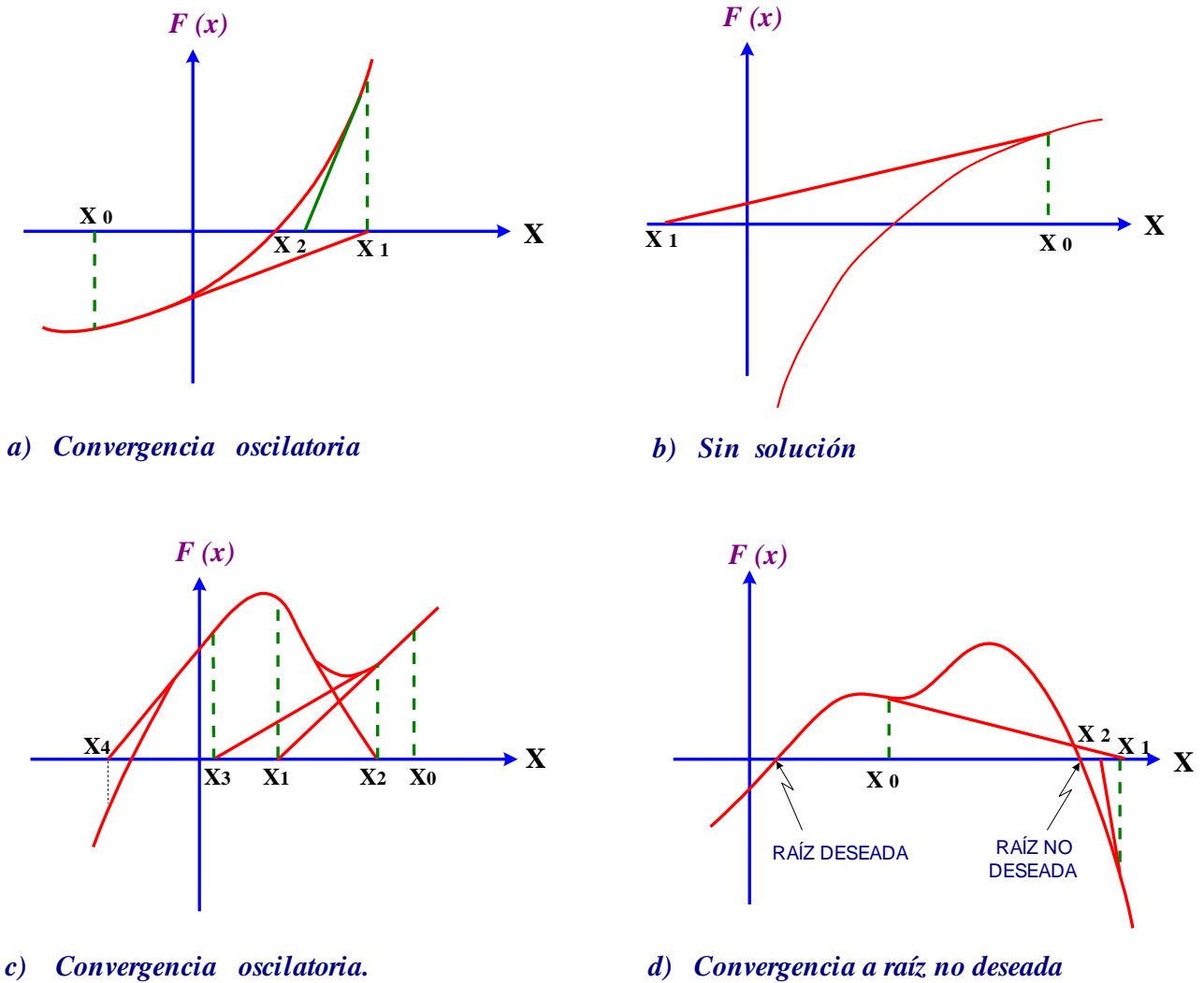


FIGURA 3.8 Características de Convergencia de Método de Newton – Raphson.

La disminución de ΔF_0 se logra, trazando una tangente a la curva en el punto X_0 para así obtener una aproximación X_1 más cercana al valor de la raíz. La tangente trazada en el punto X_0 es la derivada de la función evaluada en el punto X_0 .

El incremento de X_0 , ΔX , es negativo. Por tanto;

$$F'(X_0) = -\frac{\Delta F_0}{\Delta X}$$

El punto X_1 queda más próximo a la raíz que X_0 . Si el proceso se hace repetitivo, cada vez se estará más cerca de la raíz. Esto se observa en la figura 3.9.

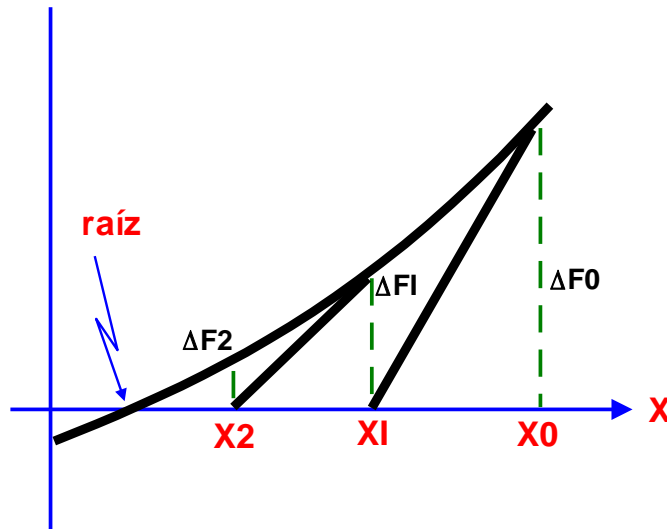


FIGURA 3.9 Aproximación sucesiva por el método de Newton-Raphson.

La fórmula recursiva del método de NR se indica en la ecuación (3.18)

$$\Delta X_i = - \frac{\Delta F_i}{F'(X_i)} \tag{3.18}$$

$$X_{i+1} = X_i + \Delta X_i$$

Se debe partir de un valor inicial supuesto y a partir de éste continuar con el proceso. A medida que el valor inicial sea adecuado y esté más cercano a la raíz, más rápido se obtendrá la raíz deseada, ya que cada aproximación depende de la anterior.

Ejemplo:

Resolver mediante la aplicación del método de NR la siguiente función:

$$1.5 \delta + 2 \cos \delta = 2.2246$$

Solución:

$$f(\delta) = 1.5\delta + 2 \cos \delta - 2.2246$$

$$f'(\delta) = 1.5 - 2 \operatorname{sen} \delta$$

$$\text{Fórmula: } \delta^{n+1} = \delta^n - \frac{f(\delta^n)}{f'(\delta^n)}$$

Si iniciamos con $\delta = 110^\circ \Rightarrow 1.92$ radianes

δ^n	$f(\delta^n)$	$f'(\delta^n)$	$-f(\delta^n) / f'(\delta^n)$	δ^{n+1}
	- 0.02889	- 0.3792	- 0.07619	1.84381
1.84381	0.00184	- 0.4259	0.00433	1.84810
1.8481	0.000005	- 0.42357	0.000012	1.84815
1.84815	1 E -10			

Solución: $\delta = 1.84815$ radianes
 $= 105.89^\circ$

Aplicando el método de NR al caso de "n" variables, las derivadas (parciales) de las ecuaciones con respecto a cada una de las variables pueden ser ordenadas en forma matricial. Esta matriz es conocida como Jacobiano.

Para el caso de 3 funciones no lineales F_1 , F_2 y F_3 , se tiene:

$$F_1(X_1, X_2, X_3) = 0$$

$$F_2(X_1, X_2, X_3) = 0$$

$$F_3(X_1, X_2, X_3) = 0$$

En forma matricial y de acuerdo a la ecuación (3.18):

$$- \begin{bmatrix} \Delta F_1 \\ \Delta F_2 \\ \Delta F_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial X_1} & \frac{\partial F_1}{\partial X_2} & \frac{\partial F_1}{\partial X_3} \\ \frac{\partial F_2}{\partial X_1} & \frac{\partial F_2}{\partial X_2} & \frac{\partial F_2}{\partial X_3} \\ \frac{\partial F_3}{\partial X_1} & \frac{\partial F_3}{\partial X_2} & \frac{\partial F_3}{\partial X_3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta X_1 \\ \Delta X_2 \\ \Delta X_3 \end{bmatrix}$$

El sistema de ecuaciones debe ser resuelto iterativamente. Con las correcciones ΔX se estará cada vez más cerca de la solución. Se evalúan las derivadas parciales y funciones para cada conjunto de X_1 hasta que todas las ΔF_i sean menores a una tolerancia establecida.

Lo anterior se ilustra con las siguientes expresiones:

$$\begin{bmatrix} \Delta X_1^i \\ \Delta X_2^i \\ \Delta X_3^i \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial X_1} & \frac{\partial F_1}{\partial X_2} & \frac{\partial F_1}{\partial X_3} \\ \frac{\partial F_2}{\partial X_1} & \frac{\partial F_2}{\partial X_2} & \frac{\partial F_2}{\partial X_3} \\ \frac{\partial F_3}{\partial X_1} & \frac{\partial F_3}{\partial X_2} & \frac{\partial F_3}{\partial X_3} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta X_1^i \\ \Delta X_2^i \\ \Delta X_3^i \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

$$(X_1^i, X_2^i, X_3^i)$$

$$\begin{bmatrix} X_1^{i+1} \\ X_2^{i+1} \\ X_3^{i+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} X_1^i \\ X_2^i \\ X_3^i \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta X_1^i \\ \Delta X_2^i \\ \Delta X_3^i \end{bmatrix}$$

3.8.3 Método Desacoplado Rápido

Un sistema eléctrico real presenta características inherentes importantes. Por ejemplo:

- * *Al no existir conexión física entre todos los nodos la matriz de admitancias es dispersa. Esto es, tiene en promedio un 90% de sus elementos igual a cero; lo cual facilita su procesamiento.*
- * *Dependencia marcada entre potencia activa y ángulos de fase de las tensiones.*
- * *Dependencia fuerte entre potencia reactiva y magnitud de las tensiones.*
- * *Relación reactancia/resistencia alta.*

Aprovechando estas características, es posible desacoplar el problema de flujos.

Con el método de NR normal; las ecuaciones por resolver son:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| / |V| \end{bmatrix}$$

Desacoplando el problema de flujos:

$$\Delta P = H \Delta \delta \quad (3.20)$$

$$\Delta Q = L \Delta |V| / |V| \quad (3.21)$$

Donde;

$$H_{ii} = -Q_i - B_{ii} |V_i|^2$$

$$L_{ii} = Q_i - B_{ii} |V_i|^2$$

$$H_{ij} = L_{ij} = -|V_i| |V_j| G_{ij} \sin \delta_{ij} + B_{ij} \cos \delta_{ij} \quad ; \quad i \neq j$$

Las ecuaciones (3.20) y (3.21) se resuelven por separado y de manera alternada. De tal manera, que el método desacoplado sea rápido, confiable y ampliamente utilizado.

En cada iteración, se utiliza la solución de $\Delta \delta$ y se actualiza el valor del ángulo δ , e inmediatamente después se obtiene la solución para $|\Delta V|$ y se actualiza el valor del tensión $|V|$. Se encuentra la solución cuando el máximo desbalance de ΔP y ΔQ sea menor o igual a una tolerancia establecida (del orden de .0001).

CAPÍTULO 4

APLICACIÓN DE LAS TÉCNICAS Y ANÁLISIS DE COLAPSO DE TENSIÓN MEDIANTE CURVAS P-V Y V-Q

4.1 Introducción

Las formas más lentas de estabilidad de tensión son con frecuencia analizadas como problemas de estado estable; para este tipo de análisis, las simulaciones de flujos de potencia son el método primario de estudio. Con esta herramienta, son simulados puntos específicos de tiempo o *fotografías del sistema*, posteriores a una salida de línea o durante crecimientos de la carga. Además de esos flujos de potencia ante condiciones de post-disturbio, son también ampliamente utilizados otros dos métodos basados en los cálculos de flujos de potencia: *a) las curvas P-V* y *b) las curvas V-Q*. Estos dos métodos determinan los límites de cargabilidad en estado estable los cuales a su vez, están íntimamente relacionados con la estabilidad de tensión. Los programas convencionales de flujos de potencia pueden ser utilizados para la generación de las curvas mencionadas.

4.2 Método de Newton-Raphson aplicado al análisis de flujos de potencia.

El método de NR requiere obtener las derivadas parciales indicadas en las ecuaciones (3.10) y (3.11). La matriz de admitancias $Y_{ik} \angle \gamma_{ik}$ en forma rectangular es igual a $G_{ik} + jB_{ik}$. Por lo tanto, dichas ecuaciones quedan de la manera siguiente:

$$P_i = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| [G_{ik} \cos(\delta_k - \delta_i) - B_{ik} \sin(\delta_k - \delta_i)] \quad i=1,2,\dots, n \quad (4.1)$$

$$Q_i = -\sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| [G_{ik} \sin(\delta_k - \delta_i) + B_{ik} \cos(\delta_k - \delta_i)] \quad i=1,2,\dots, n \quad (4.2)$$

Recordemos que las incógnitas son tensiones y ángulos. Así que, existirán n-1 incógnitas de $|V|$ y n-1 incógnitas de ángulos δ , debido a que en el nodo compensador ya se conocen estas variables.

En forma vectorial:

$$[\delta] = \begin{bmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \delta_{n-1} \end{bmatrix} \quad y \quad [|V|] = \begin{bmatrix} |V_1| \\ |V_2| \\ \cdot \\ \cdot \\ |V_{n-1}| \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

Si representamos ambos vectores de incógnitas en uno solo:

$$[X] = \begin{bmatrix} \delta \\ |V| \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

Definimos las funciones para P(X) y Q(X) correspondientes al nodo i ($P_i(X)$ y $Q_i(X)$):

$$P_i(X) = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| [G_{ik} \cos(\delta_k - \delta_i) - B_{ik} \sin(\delta_k - \delta_i)] \quad i=1,2,\dots, n \quad (4.5)$$

$$Q_i(X) = -\sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| [G_{ik} \sin(\delta_k - \delta_i) + B_{ik} \cos(\delta_k - \delta_i)] \quad i=1,2,\dots, n \quad (4.6)$$

Dado que se conocen las inyecciones de potencia P y Q especificadas, su comparación con P(X) y Q(X) nos permitirá obtener la solución. Por lo tanto, si a las ecuaciones (4.5) y (4.6) se les resta P_i^{esp} y Q_i^{esp} , quedan de tal manera que se puede aplicar el método de NR.

$$P_i(X) - P_i^{esp} = 0 \quad i=1,2,\dots,n-1 \quad (4.7)$$

$$Q_i(X) - Q_i^{esp} = 0 \quad i=1,2,\dots,n-1 \quad (4.8)$$

En forma vectorial;

$$\Delta P (X) = \begin{bmatrix} P_1^{esp} & - & P_1(X) \\ & \cdot & \\ & \cdot & \\ P_{n-1}^{esp} & - & P_{n-1}(X) \end{bmatrix} ; \quad \Delta Q (X) = \begin{bmatrix} Q_1^{esp} & - & Q_1(X) \\ & \cdot & \\ & \cdot & \\ Q_{n-1}^{esp} & - & Q_{n-1}(X) \end{bmatrix}$$

$$\Delta F (X) = \begin{bmatrix} \Delta P (X) \\ \Delta Q (X) \end{bmatrix} \tag{4.9}$$

De acuerdo a (3.19) la relación entre el vector de incógnitas (4.4) y el vector de funciones (4.9), es la matriz de derivadas parciales o Jacobiano.

El Jacobiano se puede escribir en forma matricial como:

$$J = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix}$$

Donde fácilmente se identifica a cada una de las submatrices;

$$H = \left[\frac{\partial P(X)}{\partial \delta} \right] ; \quad N = \left[\frac{\partial P(X)}{\partial |V|} \right] |V|$$

$$J = \left[\frac{\partial Q(X)}{\partial \delta} \right] ; \quad L = \left[\frac{\partial Q(X)}{\partial |V|} \right] |V|$$

(Con la finalidad de que exista estabilidad numérica se divide y multiplica por |V|).

De las ecuaciones dadas en (4.5) y (4.6), se determina cada submatriz del Jacobiano:

a) Para $i \neq k$

$$H_{ik} = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} = - |V_i| |V_k| G_{ik} \text{sen } \delta_{ki} + B_{ik} \text{cos } \delta_{ki}$$

$$N_{ik} = \frac{\partial P_i}{\partial |V_k|} |V_k| = |V_i| |V_k| G_{ik} \text{cos } \delta_{ki} - B_{ik} \text{sen } \delta_{ki}$$

(4.10)

$$J_{ik} = \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_k} = - |V_i| |V_k| G_{ik} \text{cos } \delta_{ki} - B_{ik} \text{sen } \delta_{ki}$$

$$L_{ik} = \frac{\partial Q_i}{\partial |V_k|} |V_k| = - |V_i| |V_k| G_{ik} \text{sen } \delta_{ki} + B_{ik} \text{cos } \delta_{ki}$$

Se observa que los elementos fuera de la diagonal principal, dependen de la admitancia entre nodos. Cuando no existe conexión entre dichos nodos, el elemento correspondiente es cero; lo cual facilita su solución.

b) Para $i=k$

$$\begin{aligned}
 H_{ii} &= \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = -Q_i - B_{ii} |V_i|^2 \\
 N_{ii} &= \frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} |V_i| = P_i + G_{ii} |V_i|^2 \\
 J_{ii} &= \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = P_i - G_{ii} |V_i|^2 \\
 L_{ii} &= \frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} |V_i| = Q_i - B_{ii} |V_i|^2
 \end{aligned}
 \tag{4.11}$$

La formulación recursiva del método de NR para el problema de flujos de potencia queda finalmente como:

$$\begin{bmatrix} \Delta P(X) \\ \Delta Q(X) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \frac{\Delta |V|}{|V|} \end{bmatrix}
 \tag{4.12}$$

La solución de manera iterativa de (4.10) nos permitirá obtener la solución al problema de flujos de potencia (si el proceso es convergente). El lado izquierdo de la ecuación representa la diferencia entre los valores especificados de P y Q, y los valores calculados en cada iteración. La solución se obtiene cuando el error es menor a una tolerancia específica. Las nuevas aproximaciones en el proceso iterativo se determinan mediante:

$$\begin{bmatrix} \delta^{v+1} \\ |V|^{v+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta^v \\ |V|^v \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta \delta^v \\ \Delta |V|^v \end{bmatrix}
 \tag{4.13}$$

Con la finalidad de observar la aplicación del método, se establecen las ecuaciones correspondientes para el sistema de 3 nodos indicado en la figura 4.1

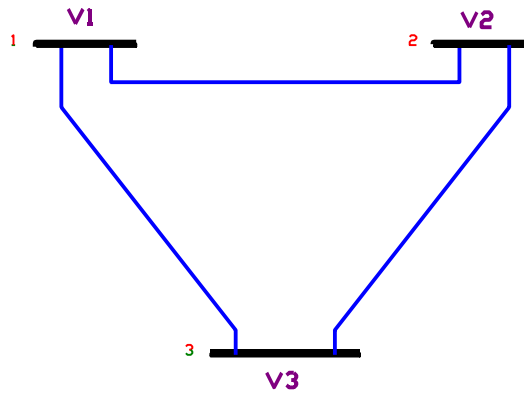


FIGURA 4.1 Sistema para ilustrar el planteamiento de ecuación con el método de NR

Se asume el nodo 1 como compensador, el nodo 2 como nodo de generación y el nodo 3 como nodo de carga. Se tendrá una ecuación para el nodo 2 (se desconoce) y dos ecuaciones para el nodo 3 (se desconocen $|V_3|$ y δ_3). Para el nodo 1 ya se conocen $|V_1|$ y δ_1 (δ_1 se toma como referencia y es igual a cero)

Las ecuaciones correspondientes a la figura 1.16, son:

$$\begin{bmatrix} P_2^{esp} \\ P_3^{esp} \\ Q_3^{esp} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} P_2(X) \\ P_3(X) \\ Q_3(X) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_3} & \frac{\partial P_2}{\partial |V_3|} & |V_3| \\ \frac{\partial P_3}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \delta_3} & \frac{\partial P_3}{\partial |V_3|} & |V_3| \\ \frac{\partial Q_3}{\partial \delta_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial \delta_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial |V_3|} & |V_3| \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2 \\ \Delta \delta_3 \\ \frac{\Delta |V_3|}{|V_3|} \end{bmatrix}$$

4.3 Criterios de estabilidad de tensión.

Los criterios de estabilidad de tensión generalmente son especificados en términos de los márgenes de potencia real y reactiva. Estos márgenes de seguridad se encuentran indicados en la tabla 4.1 y cada región o área debe cumplirlos tomando en cuenta algunas incertidumbres como: crecimientos inesperados en la proyección de la demanda, variaciones en los despachos de generación de áreas vecinas, etc. El margen para las condiciones de operación N-0 (caso base) debe ser mayor que el margen para el nivel de operación A, esto con objeto de permitir crecimientos inesperados en la carga o en el flujo del enlace sin

necesidad de acciones correctivas de los esquemas de control, los cuales deben estar disponibles para condiciones de contingencia.

El criterio especificado en la tabla 4.1 aplica igualmente para el sistema con todos sus elementos en servicio o con un elemento fuera de operación y el sistema reajustado.

Los elementos del sistema consideran cualquier dispositivo tal como un generador, una línea de transmisión, un transformador, una fuente de reactivos, etc.

Para propósitos del análisis de estabilidad de tensión, posterior a la salida de un elemento el sistema debe ser reajustado para analizar las condiciones de estado estable sin ese elemento en el periodo de post-falla. Los ajustes del sistema después de que un elemento es removido del caso base (para el análisis de los niveles de operación A-D) incluyen todos los ajustes que pueden ser realizados (redespacho de generación, cambios de taps, etc.) dentro de un periodo de 60 minutos para regresar al sistema a la correspondiente condición estable de operación posterior a la salida del elemento.

El margen debe ser cubierto en todos los nodos críticos durante las condiciones más severas del sistema. Estas condiciones pueden estar dadas por los siguientes casos:

1. *Condiciones de demanda máxima con máxima generación*
2. *Condiciones de demanda mínima con mínima generación*
3. *Máximo flujo de potencia en el enlace (máxima importación de energía) con demanda máxima en el área de interés*

TABLA 4.1 CRITERIOS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN.

Nivel de operación	Disturbio iniciado por: (con falla o sin falla) (1) (2)	Margen de MW (método P-V) (3)	Margen de MVar (método V-Q)
A	Salida de cualquier elemento como: - Un generador - Un circuito - Un transformador - Una fuente de potencia reactiva	$\geq 5\%$	Soporta el peor caso posible (4)
B	Una barra de una subestación (sección de un nodo)	$\geq 2.5\%$	50 % de margen requerido en el nivel A
C	Cualquier combinación de dos elementos tales como: - Una línea y un generador - Una línea y una fuente de potencia reactiva - Dos generadores - Un transformador - Dos fuentes de potencia reactiva	$\geq 2.5\%$	50 % de margen requerido en el nivel A
D	Cualquier combinación de tres elementos tales como: - Tres circuitos - Una subestación completa - Una planta generadores completa	$\geq 0\%$	$\geq 0\%$

(1) La tabla 4.1 aplica igualmente para el sistema con todos sus elementos en operación o el sistema sin un elemento y reajustado adecuadamente.

(2) El margen para las condiciones N-0 (caso base) debe ser mayor que el margen para el nivel de operación A

- (3) El máximo punto de operación sobre el eje P debe tener un margen en MW mayor igual a los valores en esta tabla. Valores medidos del punto de operación a la nariz de la curva P-V para cada nivel de operación.
- (4) El nodo con mayor deficiencia de potencia reactiva debe tener un margen suficiente de reactivos para soportar la peor contingencia y satisfacer adicionalmente cualquiera de las siguientes condiciones: a) Un 5% de incremento imprevisto en la proyección estimada de la carga o, b) Un 5% de incremento inesperado en el flujo máximo esperado en el enlace seleccionado. La contingencia sencilla más severa es aquella que provoca el mayor decremento en el margen de potencia reactiva.

4.4 Descripción de las curvas PV

Las curvas P - V son muy útiles para un análisis conceptual de la estabilidad de tensión y para el estudio de sistemas radiales. Este método es también utilizado para grandes redes malladas donde P es la carga total en un área y V es la tensión en un nodo crítico o representativo. P puede ser también la potencia de transferencia a través de una línea de enlace o de interconexión. En estas curvas es posible graficar la tensión en varios nodos.

Una desventaja en este tipo de curvas es que la simulación de flujos de potencia va a divergir en el punto cercano a la nariz o máximo punto de potencia sobre la curva. Otra desventaja es el hecho de que conforme la carga del área se va incrementando, la generación tiene que ser re-despachada considerando despachos reales de generación.

Para el modelo elemental compuesto ahora por una fuente de tensión y una carga puramente reactiva, la figura 4.2 muestra la familia de curvas P - V normalizadas para diferentes factores de potencia. En los factores de potencia con más adelanto, la potencia máxima es más alta (los factores de potencia en adelanto son obtenidos mediante la compensación en derivación). La tensión crítica en estos casos es también más alta lo cual, es un aspecto muy importante de la estabilidad de tensión.

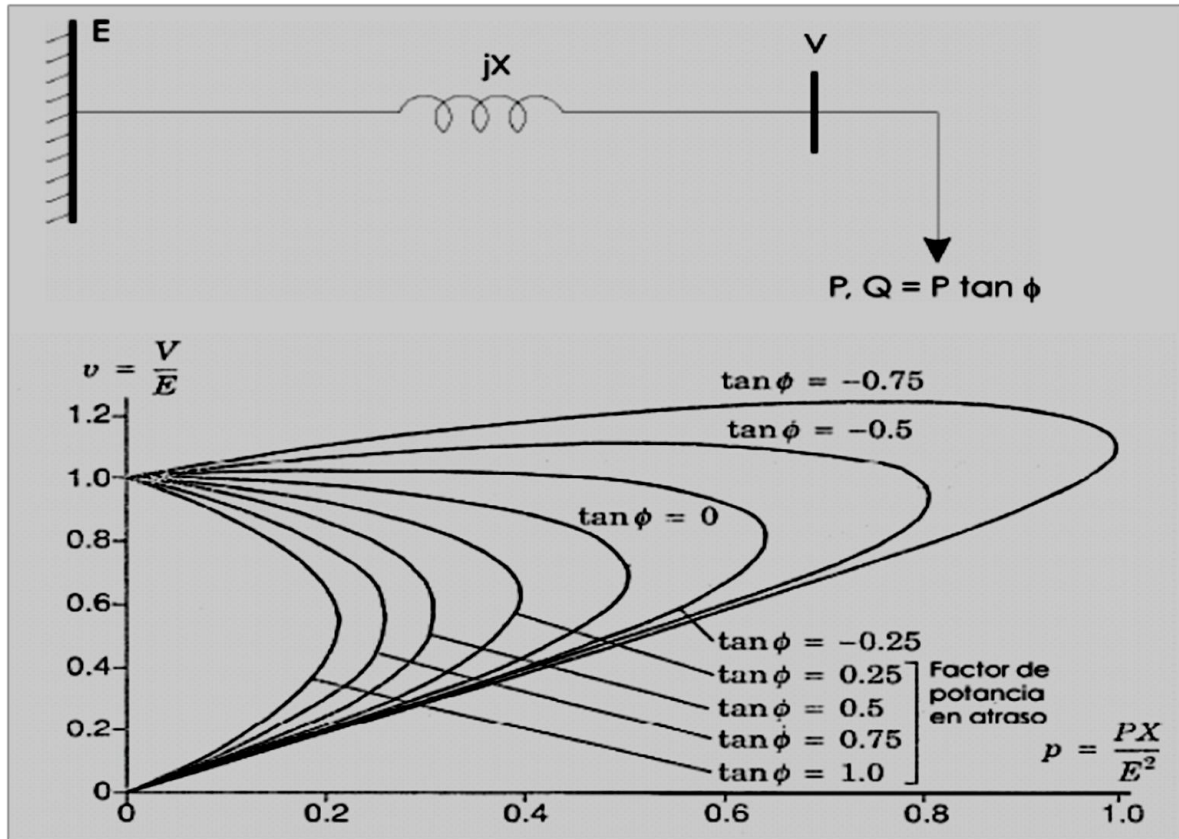


FIGURA 4.2 Curvas PV normalizadas para una fuente fija (infinita) y reactancia de la red. Los factores de potencia correspondientes para $\tan \Phi = 1.0, 0.75, 0.5, 0.25$ y 0 , son $0.707, 0.8, 0.804, 0.07, 1.0$.

4.5 Análisis PV

En esta sección se describen algunos lineamientos para realizar el análisis P-V de un sistema. Como se mencionó anteriormente, el análisis P-V es una herramienta de estado estable que desarrolla una curva la cual relaciona la tensión en uno o más nodos, con la carga en un área o el flujo a través de un enlace. Las tensiones de los nodos son monitoreados a lo largo de un rango de incrementos de carga y de flujos de potencia activa dentro de una región. Uno de los beneficios más importantes de esta metodología, es que proporciona una indicación directa de la proximidad al colapso de tensión a lo largo de un rango de niveles de carga o flujos en enlaces para la topología del sistema simulado. Aspectos específicos del planteamiento del o los casos a simular, así como herramientas de estudio y teoría son responsabilidad del ingeniero que efectúa el análisis.

La naturaleza del colapso de tensión es que conforme se incrementa la transferencia de potencia hacia alguna región de carga específica, el perfil de tensión de esa región tenderá a deteriorarse y deteriorarse hasta un punto donde se alcance el colapso de tensión.

Las tensiones en los nodos específicos de la región pueden variar significativamente y algunos de estas tensiones de los nodos pueden parecer aceptables. Sin embargo, el punto de colapso de tensión en todos los nodos de la región de estudio, ocurrirá en el mismo nivel de importación de potencia, independientemente de las tensiones en esos nodos específicos.

Las áreas susceptibles a problemas de colapso de tensión pueden ser identificadas mediante un análisis de contingencias de flujos de potencia. Aquellos casos que no tienen convergencia o que presentan grandes desviaciones de tensión post-disturbio, están típicamente dentro o muy cerca del punto de inestabilidad de tensión respectivamente. En caso de que el programa de flujos de potencia utilizado tenga la posibilidad de poder monitorear $\Delta V/\Delta Q$ de la matriz Jacobiana durante la generación de la curva P-V, estas magnitudes pueden proporcionar valiosa información sobre los nodos donde el colapso de tensión iniciará. El nodo que tiene la mayor relación de cambio de $\Delta V/\Delta Q$ antes del colapso (nariz de la curva), es el nodo más débil.

Por otro lado, de los tres tipos de representación de la carga, potencia constante, corriente constante e impedancia constante, el modelo de potencia constante es el que típicamente resulta en el punto de colapso de tensión más pesimista en un análisis P-V.

La representación de la carga como potencia constante considera satisfactoriamente la acción de los dispositivos de regulación de tensión del sistema de distribución y por lo tanto, puede ser utilizada sin problema a menos que se conozca la información necesaria para una representación más detallada de la carga. En caso de que se utilicen representaciones detalladas de la carga, éstas deben ser modeladas en el lado de baja tensión de los transformadores de entrega y, deben modelarse también con detalle los reguladores de tensión en los transformadores agregados a la simulación.

En los casos que se considere necesario, se puede también agregar una representación más detallada del sistema de distribución.

Una curva P-V completa puede ser generada mediante dos métodos. El primero de ellos consiste en ir incrementando las cargas en la región de estudio al mismo tiempo que se va incrementando la generación externa a dicha región. El segundo método se realiza incrementando el flujo a través de una interface o enlace entre la región en estudio y el sistema externo (intercambiando paulatinamente generación interna por generación externa).

En áreas externas que tienen restricciones de generación es permitido agregar algún generador ficticio con el único propósito de establecer el margen de potencia.

En este caso, se requiere de un muy buen criterio del ingeniero para ubicar adecuadamente el generador ficticio el cual, *no debe suministrar potencia reactiva*.

Los procedimientos mostrados en las siguientes secciones contemplan estos dos métodos para estresar una región y generar una curva P-V partiendo de cargas bajas o poco flujo en el enlace, hasta alcanzar altas carga y grandes flujos a través de la interface respectivamente. Se incluyen también procedimientos separados para ser utilizados cuando el método primario de análisis son las curvas V-Q y las curvas P-V son utilizadas para asegurarse que el margen de potencia es encontrado.

En las siguientes secciones son ilustrados los procedimientos para la generación de curvas P-V, pruebas P-V y determinación del margen de potencia activa.

4.6 Generación de curvas PV

En esta sección se describe el procedimiento a seguir para desarrollar una curva P-V en estudios que involucran áreas de carga.

1. Se elige una región de estudio en la cual se irá incrementando gradualmente la carga. Esta región es generalmente una parte del sistema en la que se espera o se conoce que puede ser susceptible a presentar problemas de colapso de tensión y puede ser tan pequeña o grande como sea necesario. Las variables que se irán modificando son, la carga interna de la región de estudio a un factor de potencia constante y, la generación externa.
2. Modelar las cargas del área de estudio inicialmente en un nivel de aproximadamente un 20% de la demanda máxima esperada. El hecho de desarrollar la curva P-V desde niveles de carga inferiores, brinda el beneficio de identificar los puntos de operación para los cuales pueden ser anticipados los problemas. La generación externa debe ser disminuida para igualar el nivel reducido de carga en el área de estudio. Conforme son escaladas las cargas en la región de estudio, son capturados los efectos de los requerimientos para los incrementos de carga sobre el perfil de tensión del área estudiada.
3. Ajustar la generación interna del área de estudio a un nivel constante (sin variación) de las unidades en línea. Dicho de otra manera, la salida de potencia activa de los generadores internos debe permanecer sin cambios durante el análisis P-V. Por su parte, sí es permitido que la salida de potencia reactiva de las unidades generadoras se vaya ajustando conforme se va formando la curva P-V. De esta forma, el colapso de tensión ocurrirá en la región de estudio después de que la capacidad de potencia reactiva de sus generadores sea rebasada.
4. Elegir el nodo o nodos del área de estudio en los cuales se observará la tensión conforme la transferencia de potencia hacia el área mencionada se incrementa. En este aspecto, el elegir los nodos adecuados a monitorear es una investigación previa que el ingeniero analista debe realizar. Es importante mencionar que la identificación de estos nodos de interés, puede realizarse mediante los factores de participación de nodos obtenidos del análisis modal. Las tensiones monitoreadas son los datos del eje y de la curva P-V.
5. Determinar a) si los datos en el eje x serán la carga del área o el flujo en un enlace y, b) si las unidades serán MW o MVA (ver figura 4.2). En caso de que sea utilizado algún enlace, éste deberá ser definido de tal forma que indique la potencia que se importa hacia la región de estudio. Resulta incorrecto definir un enlace parcial es decir, que exista alguna otra línea sin monitorear en la que también se vaya incrementando la importación de energía hacia el área de estudio. En general como punto de partida se recomienda definir el eje x como la carga total del área de interés.
6. Elegir la condición operativa del sistema que será simulada. Esta condición del sistema debe ser representada antes de que las cargas internas y la generación externa sean escaladas para desarrollar la curva P-V. Un análisis P-V de pre-contingencia indica la máxima capacidad de la región de estudio para alimentar la carga. Posteriormente, se realiza la simulación de las contingencias más críticas y probables de ocurrir para asegurarse de que se cumpla con los márgenes de estabilidad de tensión y, para

obtener información respecto a las condiciones de operación en estado estable que se presentarán después de cada contingencia.

7. Resolver el caso inicial de flujos de potencia partiendo de un nivel bajo de carga o de un flujo en el enlace.
8. Grabar las tensiones de los nodos monitoreados y el nivel de carga o de la transferencia de potencia por el enlace para los cuales se resolvió el caso de flujos.

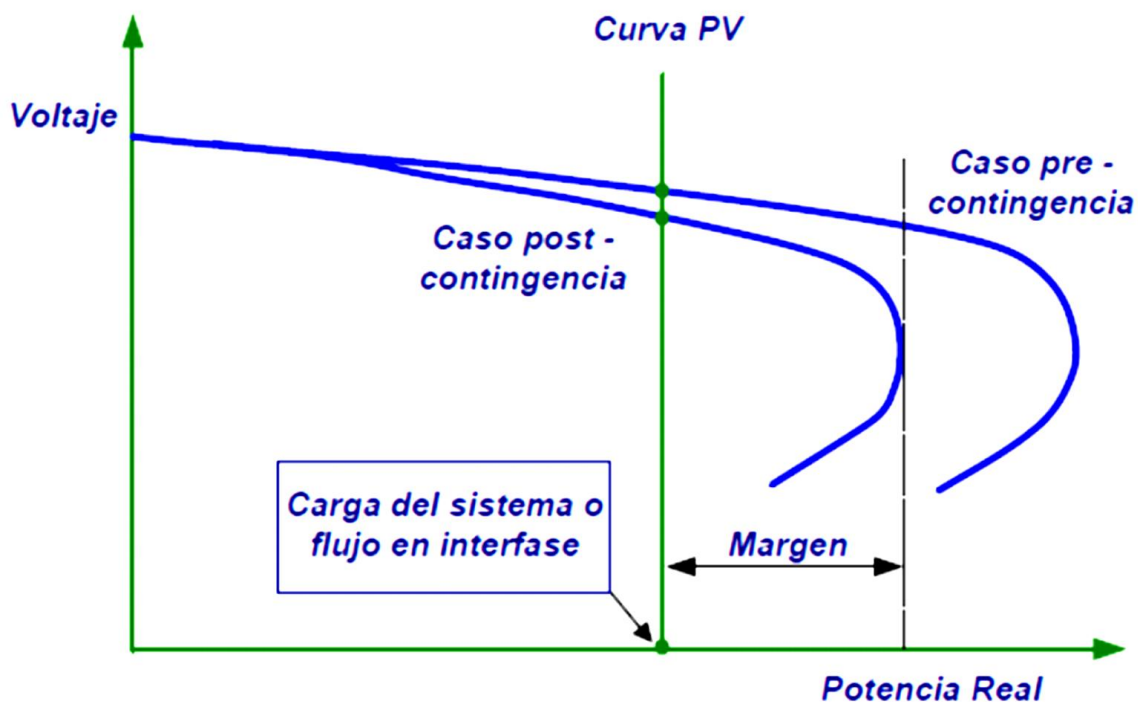


Figura 4.3 Curvas PV

9. Escalar las cargas y la generación externa para satisfacer el incremento de carga. Los incrementos de carga pueden ser más grandes en bajos niveles de carga que los incrementos realizados para los altos niveles los cuales se encuentran muy cerca de la nariz de la curva P-V (punto de colapso de tensión). Asegurarse que las cargas de las áreas vecinas sean escaladas en caso de que éstas tengan condiciones climáticas y geográficas parecidas a las del área de estudio. Inicialmente se puede realizar en esas áreas externas un incremento de carga igual al realizado en el área bajo análisis.

Cuando el caso de flujos no tenga convergencia después de un incremento de carga, es necesario volver al último caso resuelto y escalar las cargas en un 50% o 25% de la cantidad que anteriormente se habían escalado.

10. Los resultados del análisis P-V pueden indicar que en el punto de colapso, el perfil de tensión de una región es significativamente más bajo que el mínimo permitido para condiciones operativas aceptables. En estos casos, el límite del sistema debe ser determinado mediante otro criterio de tensión, por ejemplo la desviación de tensión

post-transitoria o, el mínimo nivel de tensión permisible operativamente. Sin embargo, es necesario tomar en cuenta que en algunas regiones con alto grado de compensación capacitiva en derivación, el punto de colapso ocurrirá ante tensiones del nodo que aparentemente son aceptables. En estos casos, se le debe asignar al sistema un punto de operación con un margen de seguridad respecto al punto de colapso de tensión.

4.7 Determinación del margen de potencia activa.

En un análisis P-V es necesario especificar el mínimo margen en MW del sistema para todas las condiciones analizadas. Este margen mínimo debe ser determinado para cada sistema en el nodo más crítico del área de estudio de la siguiente manera:

- *Determinar la peor o peores contingencias para las condiciones operativas asumidas en el área de estudio. Esto puede efectuarse mediante la realización de numerosos estudios de contingencias post-transitorias considerando un elemento fuera de servicio a la vez.*
- *Desarrollar una curva P-V para la peor contingencia o contingencias identificadas mediante la metodología de incrementos de la carga o de incrementos de flujo en el enlace.*

De manera similar a la metodología V-Q, deben ser hechas varias pruebas para determinar la cantidad requerida de margen de MW en una curva P-V. Por ejemplo, considere la curva P-V para las condiciones N-0 como se muestra en la figura 4.4.

Asuma que la curva P-V para el peor caso N-1 resulta en 500 MW de reducción del margen, medidos de la nariz de la curva P-V para el caso N-0 a la nariz de la curva P-V para el caso N-1 (distancia entre el punto 1 y el punto 2 como se muestra en la figura 4.4). Adicionalmente, es necesario asumir un 5% de margen sobre la curva P-V para el peor caso N-1 con objeto de permitir alguna incertidumbre en el pronóstico de la carga.

Este 5% está basado en el nivel de carga medido en el punto 2. Estos aspectos resultan en una limitación en el nivel de carga o en el flujo en el enlace a un valor como el mostrado en el punto 3 de la figura 4.4. La distancia entre el punto 2 y el punto 3 representa el 5% de margen para la peor contingencia N-1.

Si se supone que el punto 1 y el punto 2 representan un nivel máximo de carga o de flujo en la interface de 2000 MW y 1500 MW respectivamente, esto resulta en un límite del nivel de carga o de flujo en el enlace a 1425 MW ($0.95 * 1500 = 1425$ MW).

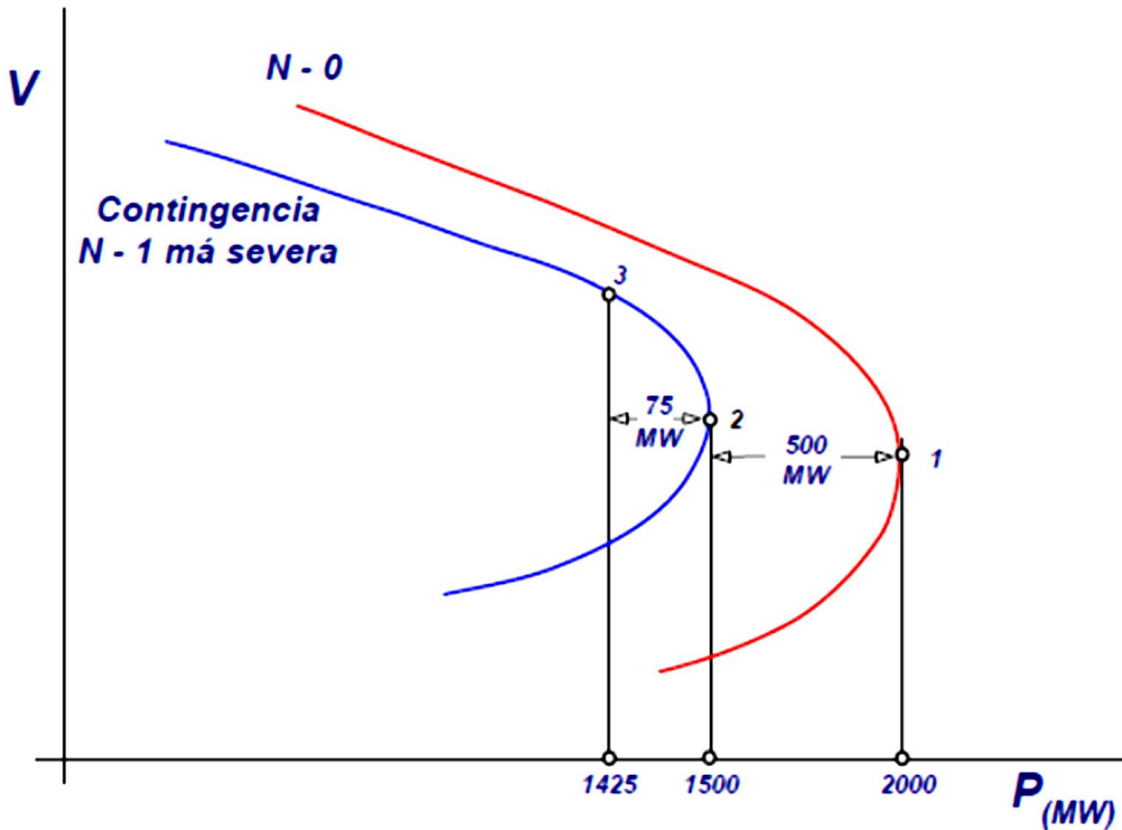


FIGURA 4.4 Ejemplo de curvas PV para evaluación del margen de seguridad.

El flujo en el enlace crítico debe ser limitado al valor mostrado en la tabla 4.1 conforme es medido en el punto de la nariz de la curva para cada nivel de operación tal y como se muestra en la figura 4.5. Los puntos 1, 2, 3, 4, 6 y 8 representan los puntos nariz.

Por su parte, Los puntos 3, 5, 7 y 8, representan los puntos máximos de operación.

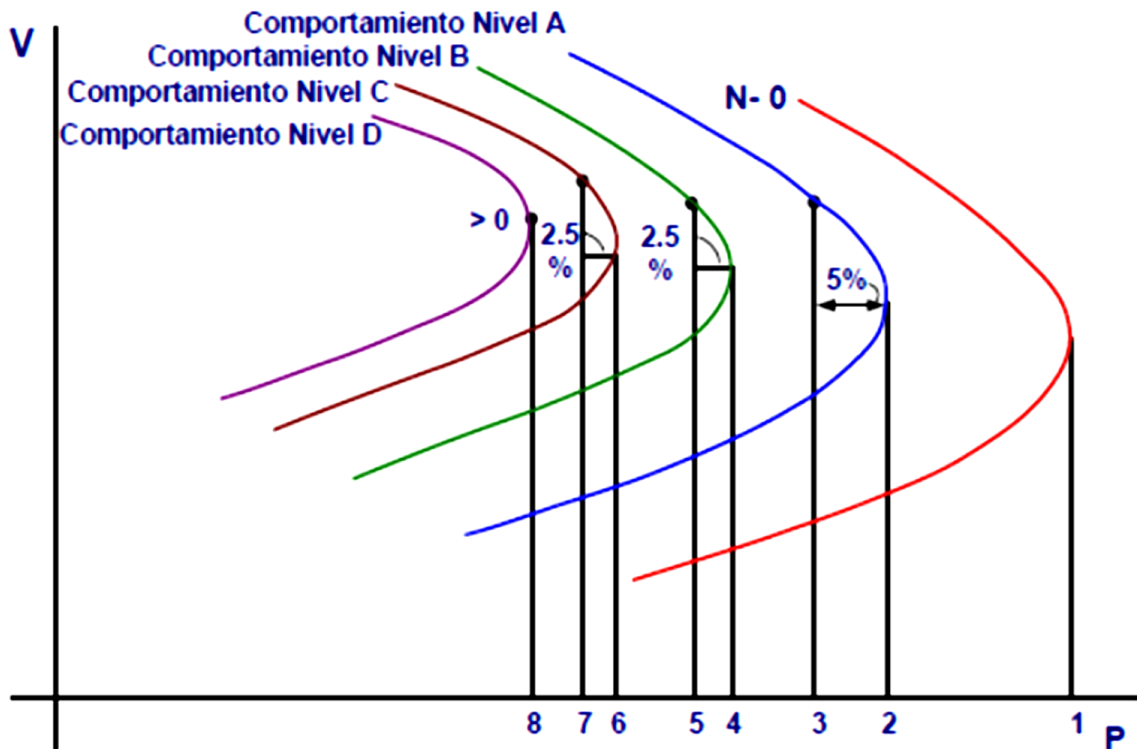


FIGURA 4.5 Curvas PV de prueba para determinación del margen de Potencia Activa.

De acuerdo a lo ilustrado en la figura 4.5, es requerido un 5% de margen sobre la curva P-V para la contingencia más severa en el nivel de operación A. Este 5% debe estar basado en el nivel de carga o en el flujo total del enlace medido en el punto de colapso (por ejemplo el punto 2). El margen para las condiciones N-0 debe ser mayor al 5%. Por su parte, es requerido un 2.5% de margen sobre la curva P-V para la peor contingencia en los niveles de operación B y C. Este 2.5% está basado también en el nivel de carga o en el flujo del enlace medido en el punto de colapso (punto 4 para el nivel B). La distancia entre el punto 4 y el punto 5 representa el 2.5 de margen para la contingencia más severa en el nivel de operación B. De manera similar, la distancia entre el punto 6 y el punto 7 representa el 2.5% de margen para la contingencia más crítica en el nivel de operación C. Finalmente, para el nivel de operación D solo se requiere un margen mayor que cero para la peor contingencia. Este valor mayor que cero está basado en el nivel de carga o de flujo en el enlace medido en el punto 8. En resumen, los niveles de carga o de flujo en la interface deben ser limitados al valor correspondiente al punto 8, a menos que se disponga de esquemas con acciones correctivas tales como disparo de carga por bajo tensión, etc., los cuales, posterior a la ocurrencia de la contingencia más crítica para los niveles de operación A-D, permitan recuperar el sistema a puntos de operación permisibles (p.e. los puntos 3, 5, 7, 8).

En caso de que normalmente se hagan ajustes manuales o automáticos para incrementar los flujos dentro de un área de carga (en un lapso de 30 minutos), o que se realicen ajustes automáticos para incrementar los flujos en la interface (en un lapso de 3 minutos), entonces deben ser generadas curvas adicionales para cada uno de estos ajustes del sistema.

4.8 Descripción de las curvas VQ

Para grandes sistemas eléctricos de potencia, este tipo de curvas son obtenidas mediante una serie de simulaciones de flujos de potencia. Las curvas V-Q grafican en un nodo crítico o de prueba, la tensión contra la potencia reactiva en el mismo nodo. La inyección de potencia reactiva es representada por medio de un condensador síncrono ubicado en el nodo de prueba. En los programas comerciales de software, el nodo de prueba es convertido a un *nodo PV* sin límites de potencia reactiva. Los cálculos de flujos de potencia son efectuados para una serie de magnitudes de tensión asignados al condensador síncrono y, de esta forma, la potencia reactiva entregada por el condensador es graficada contra las tensiones asignadas. En estas curvas, la tensión es la variable independiente y es la variable que se ubica en el eje de las abscisas. La potencia reactiva capacitiva es graficada en la dirección positiva del eje vertical. Sin la aplicación de compensación reactiva en derivación en el nodo de prueba, el punto de operación se encuentra en el valor cero del eje vertical (cero reactivos) lo cual, corresponde a remover o eliminar el condensador síncrono ficticio.

Con frecuencia, estas curvas son conocidas como curvas Q-V sin embargo, es importante apuntar que al emplear la terminología V-Q se hace énfasis en que la variable independiente es la tensión. (Las curvas Q-V son producidas asignándole una serie de valores a la potencia reactiva de la carga en lugar de hacerlo con la tensión).

Entre las ventajas que presentan las curvas V-Q se pueden mencionar las siguientes:

- *La seguridad de tensión está íntimamente relacionada a la potencia reactiva y, por medio de las curvas V-Q se obtiene el margen de potencia reactiva en el nodo de prueba. En este caso, el margen de potencia reactiva es la distancia en MVAR desde el punto de operación hasta el fondo (rodilla) de la curva o bien, hasta un punto donde la característica de la tensión al cuadrado de un capacitor aplicado, es tangente a la curva V-Q (ver figura 4.6b).*

Cuando el nodo de prueba es seleccionado basándose en un criterio acertado, este nodo puede ser representativo de todos los nodos que se encuentran dentro de un área de control de tensión (un área donde las magnitudes de tensión son coherentes).

- *Las curvas V-Q pueden ser calculadas en diferentes puntos a lo largo de una curva P-V para analizar la robustez del sistema.*

- *Pueden ser graficadas directamente sobre la curva V-Q, las características de compensación reactiva en derivación instalada en el nodo de prueba (bancos de capacitores, compensadores estáticos de VARs, o condensadores síncronos). El punto de operación en este caso, es la intersección de la característica V-Q del sistema y la característica de la compensación reactiva (ver figura 4.6b). Este aspecto es muy útil ya que la compensación reactiva es con frecuencia, una buena solución a los problemas de estabilidad de tensión.*

- *La pendiente (inclinación) de la curva V-Q indica la robustez del nodo de prueba (el ΔV para un ΔQ).*

- *Para un análisis más completo, la potencia reactiva de los generadores puede ser graficada sobre la misma curva. Cuando los generados más cercanos alcanzan sus límites de VARs, la inclinación de la curva V-Q tiende a ser menos inclinada y el fondo de la curva está más próximo.*

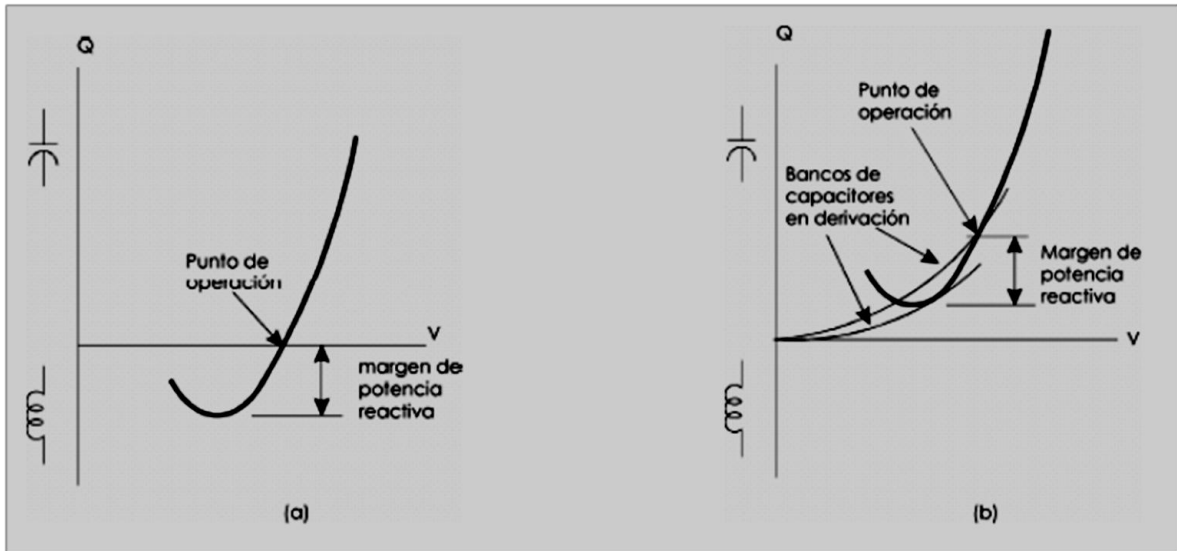


FIGURA 46 Márgenes de potencia reactiva

Desde un punto de vista computacional, el nodo artificial *PV* minimiza los problemas de divergencia de flujos de potencia. De este modo, pueden ser obtenidas soluciones incluso para el lado izquierdo de la curva. La divergencia ocurre solamente cuando las tensiones en los nodos alejados del nodo *PV*, son arrastrados a valores muy bajos. Las necesidades de reasignación de generación son mínimas debido a que los únicos cambios en la potencia real, son provocados por los cambios en las pérdidas. Con objeto de que cada solución de flujos de potencia sea más rápida, son utilizados valores iniciales de una solución anterior para una tensión asignada ligeramente diferente. El proceso puede ser automatizado de tal manera que sea posible obtener la curva entera en un solo conjunto de cálculos computacionales (una sola corrida de un programa de flujos de potencia con diferentes sub-casos).

En este tipo de curvas también es posible representar el efecto de las cargas con sensibilidad de tensión y los cambiadores de tap alcanzando sus límites. Las curvas *V-Q* con cargas con sensibilidad de tensión calculadas antes de que opere el cambiador de tap, van a tener un margen de potencia reactiva mucho más grande y tensiones críticos más bajas. En cambio, una vez que actúan los cambiadores de tap y alcanzan sus límites, las curvas tienden a aplanarse en lugar de levantarse o retornar sobre el lado izquierdo. Estas ideas son ilustradas gráficamente en la figura 4.7.

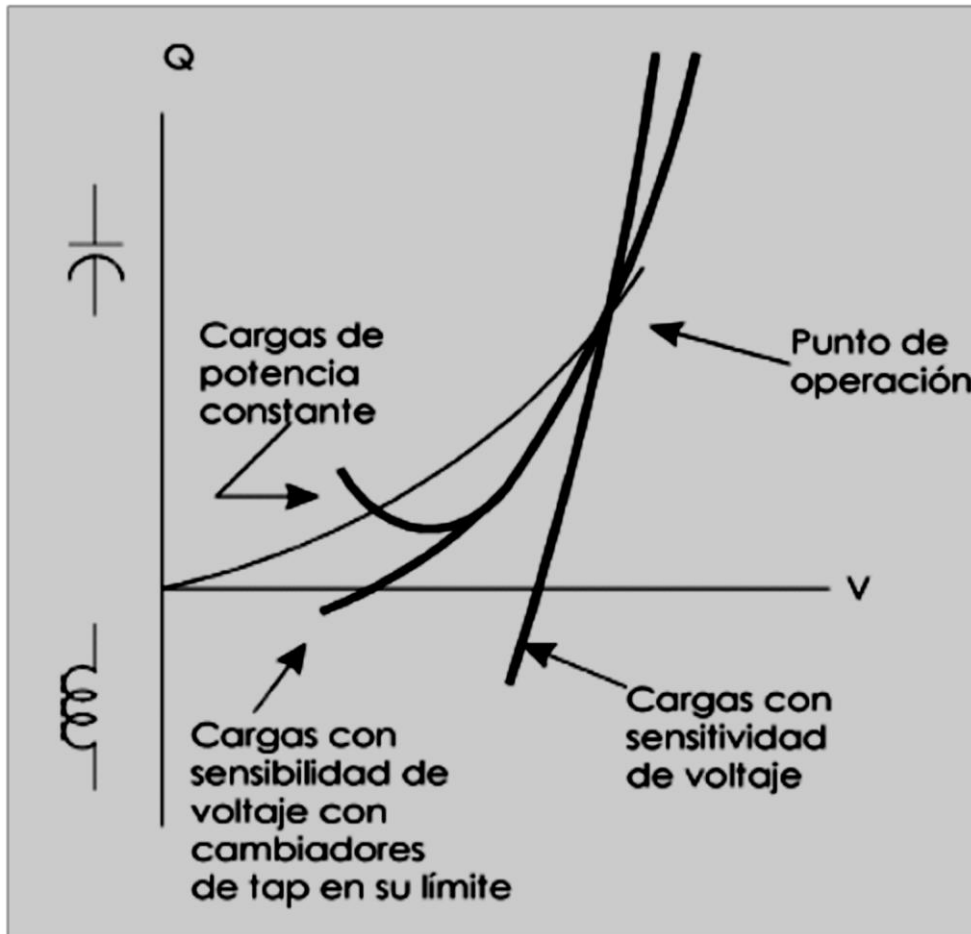


FIGURA 4.7 Curvas VQ mostrando el efecto de cargas con sensibilidad de tensión y cambiadores de tap en su límite.

Es de interés apuntar que actualmente, las curvas V-Q son una de las principales herramientas utilizadas para el análisis de estabilidad de tensión en una gran cantidad de compañías eléctricas. Sin embargo, debido a que este método hace énfasis artificialmente en un solo nodo del sistema, es conveniente que las conclusiones obtenidas sean confirmadas por medio de otros métodos más completos y realistas.

4.9 Análisis V-Q.

El análisis por medio de las curvas V-Q representa también una manera muy eficiente de visualizar la factibilidad de que se presente el colapso de tensión durante el periodo post-transitorio dentro de los 3 primeros minutos después de ocurrido un disturbio.

En caso de que en un área del sistema eléctrico, existan insuficientes o inefectivos dispositivos de control de tensión para poder soportar altos niveles de transmisión de potencia o fuertes incrementos en la carga durante condiciones normales de operación o ante contingencias, las tensiones en esa área podrían colapsarse de tal forma que den lugar a un fuerte problema de inestabilidad de tensión representado por los conocidos apagones o cortes de energía.

Además de tener disponibles suficientes dispositivos de control de tensión para soportar las contingencias más severas con probabilidad de ocurrir, es recomendable tener un margen de seguridad suficiente que tome en cuenta variaciones en las condiciones operativas del sistema tales como:

- 1) *No tener disponible a un importante componente del sistema (por ejemplo un capacitor serie estratégico) el cual generalmente se encuentra en operación*
- 2) *La presencia de un flujo de potencia más alto que el esperado en un enlace crítico*
- 3) *Una demanda en la carga del área o sistema más alta que la pronosticada para ese día (un día extremadamente caluroso o demasiado frío)*

Los efectos de las variaciones mencionadas anteriormente deben ser considerados en la determinación del margen de potencia reactiva requerido. En las siguientes secciones se describe el procedimiento para la generación y desarrollo de las curvas V-Q así como la determinación del margen de potencia reactiva para mantener la seguridad de tensión.

4.10 Procedimiento para la generación de las curvas V-Q.

A través de la experiencia, se ha establecido un procedimiento para efectuar el análisis de colapso de tensión basado en la información proporcionada por las curvas V-Q. El procedimiento utiliza un programa convencional de flujos de potencia y las curvas V-Q son generadas mediante la ejecución de una serie de casos de flujos de carga.

Las curvas V-Q son producidas de acuerdo al siguiente procedimiento:

1. Se establece un caso de flujos que represente las condiciones de operación post-disturbio del sistema. Después de definir el caso pos-disturbio, no son permitidos ajustes (manuales o automáticos) durante el desarrollo de la curva V-Q.
2. Identificar el nodo crítico del sistema para la contingencia asumida. Este nodo es generalmente aquel que tiene una mayor deficiencia de potencia reactiva y un más débil soporte de tensión. El nodo crítico puede cambiar para cada contingencia considerada.

Una manera muy eficiente de identificar las subestaciones más críticas es mediante los factores de participación de nodos obtenidos del análisis modal

3. Ubicar un condensador síncrono ficticio en el nodo crítico. (Nota: Si el caso base de flujos de carga que representa las condiciones post-disturbio del sistema no converge, el caso podría ser deficiente de potencia reactiva). Para realizar el análisis, el condensador síncrono debe ser agregado al caso base en el nodo crítico para resolver dicho caso para la contingencia asumida. La salida del condensador síncrono representa la cantidad de deficiencia en potencia reactiva.
- 4 Variar el tensión de salida del condensador en pequeños pasos (usualmente 0.01 pu o menos)
- 5 Resolver flujos de potencia del caso
6. Almacenar la tensión de nodo (V) y la salida de potencia reactiva del condensador (Q)
- 7 Repetir los pasos 4 a 6 hasta que no se logre la convergencia del caso o hasta que hayan sido obtenidos puntos suficientes de acuerdo a la información buscada.
- 8 Graficar la curva V-Q para determinar si existe suficiente margen de potencia reactiva (ver figura 4.8)

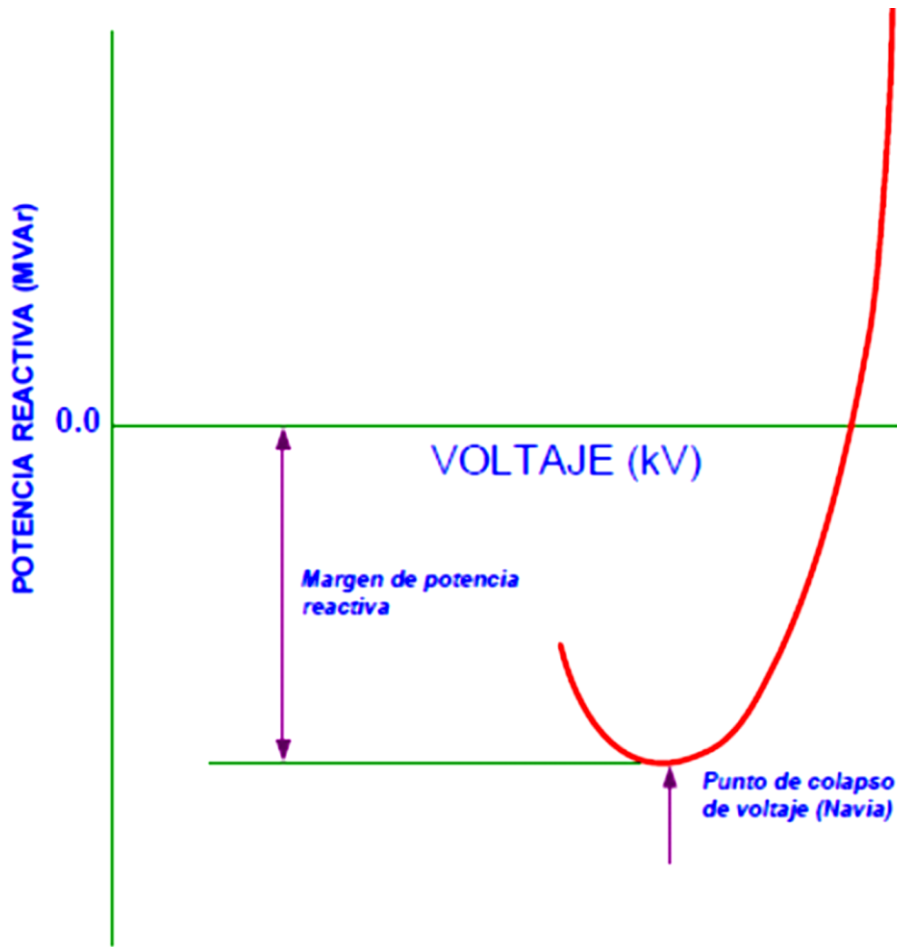


FIGURA 4.8 Curva VQ

El punto mínimo de esa curva (donde $\Delta Q/\Delta V = 0$) es el punto crítico, esto es, todos los puntos de la curva que se encuentran a la izquierda del punto crítico son considerados inestables. Por su parte, los puntos localizados a la derecha del punto crítico son considerados estables.

Si el punto mínimo de la curva V-Q se encuentra arriba del eje horizontal ($Q=0$), el sistema es deficiente en potencia reactiva. En este caso es requerida una inyección de potencia reactiva para prevenir el colapso de tensión y se requiere una cantidad aún mayor de reactivos para mantener un margen de seguridad el cual, está indicado por la distancia entre el eje horizontal y el punto crítico. Es importante señalar que se debe contar con un margen adecuado para mantener la seguridad y confiabilidad del sistema.

Si el punto crítico está debajo del eje horizontal, el sistema tiene entonces algún margen de reactivos sin embargo, dicho sistema podría aún tener deficiencia de potencia reactiva dependiendo del margen de seguridad deseado para mantener tensiones aceptables después de la ocurrencia de la falla crítica asumida. En este último caso también se requerirá potencia reactiva adicional si se desea un margen de seguridad mayor al que se tiene.

La inestabilidad de tensión es influenciada por las características dinámicas de las cargas y equipos de control. El colapso de tensión inicia en el nodo más débil y posteriormente

se extiende hacia otros nodos débiles haciendo cada vez más severo el problema. Por lo tanto, el nodo más débil es el más importante en el análisis de estabilidad de tensión mediante la técnica de curvas VQ.

El nodo más débil es aquel que puede presentar una de las siguientes características bajo la ocurrencia de la contingencia sencilla o múltiple más severa:

- a) *Tiene el más alto punto de colapso de tensión sobre la curva V-Q*
- b) *Tiene el más pequeño margen de potencia reactiva*
- c) *Tiene la mayor deficiencia de potencia reactiva*
- d) *Tiene el más alto porcentaje de cambio en tensión*

Como se mencionó anteriormente, una forma muy eficiente y rápida de identificar el o los nodos más débiles es mediante el análisis modal sin embargo, cuando no se cuenta con esta herramienta se puede aplicar una metodología como la que se describe enseguida para determinar el nodo más débil en una región.

1. *Iniciar con casos base que simulen condiciones adversas razonables para diferentes temporadas y niveles de carga. (Los niveles de carga estudiados podrían, aunque no necesariamente, estar en el punto crítico (nariz) de la curva P-V)*
2. *Desarrollar curvas V-Q en un número de nodos con alta sensibilidad de tensión, considerando la ocurrencia de una cierta cantidad de salidas sencillas y múltiples de líneas para determinar las contingencias más restrictivas y el nodo más débil en el área de estudio*

Otro método para determinar el nodo más débil es mediante el monitoreo de $\Delta V/\Delta Q$ en los nodos del sistema de la matriz Jacobiana cuando se calcula la curva P-V.

En este caso, el nodo que presenta la más alta relación de cambio de $\Delta V/\Delta Q$ antes del colapso (p.e. la nariz de la curva en el nodo más débil).

4.11 Determinación del margen de potencia reactiva.

En la realización de estudios V-Q, el mínimo margen de potencia reactiva será específico para cada una de las condiciones de operación analizadas. El mínimo margen de potencia reactiva para el nivel de operación A de la tabla 4.1 debe ser determinado para cada sistema.

Esto se realiza encontrando el máximo cambio en el margen de potencia reactiva en el nodo más crítico del área de estudio como se indica enseguida:

- a) *Determinar para el área de estudio la contingencia más crítica para el nivel A de la tabla 4.1. Esto puede ser efectuado mediante la realización de varias contingencias post-transitorias que involucren grandes disturbios ante las condiciones más severas del caso (como la carga pico o el nivel máximo de importación de energía).*

b) Desarrollar una curva V-Q para la contingencia sencilla identificada como más crítica (Para el nivel de operación A).

c) Incrementar en un 5% la carga del área de estudio o el flujo en la interface crítica seleccionada y desarrollar la correspondiente curva V-Q para el nivel de operación A

El cambio en el margen es la cantidad de margen que debe ser proporcionado para el nivel de operación A. En los siguientes párrafos se indica un ejemplo de esto.

La primera tarea es determinar que tanto margen es necesario para el análisis V-Q de la contingencia sencilla más crítica. Asumir que el sistema se encuentra en las condiciones de estado estable más severas (carga pico o nivel máximo de flujo de potencia en la interface) con todos los elementos en servicio en el tiempo $t=0$.

Además, se considera que ya han sido identificados previamente mediante varias contingencias y análisis V-Q, la peor contingencia sencilla y el nodo más crítico del área de estudio. El margen debe cubrir la peor contingencia para el nivel de operación A y un 5% de incremento en la carga o en el flujo del enlace.

Considere la curva V-Q para las condiciones N-0 como se muestra en la figura 4.9. Asuma que la curva V-Q para la contingencia N-1 más crítica resulta en una reducción del margen de 500 MVAR. Además, se considera que la carga base (potencias de carga activa y reactiva) se incrementan en un 5% y la curva V-Q es generada para el caso N-1 más severo. Suponer que esto resulta en una reducción adicional de 300 MVAR en la reserva de potencia reactiva medida en el punto nariz de la curva y comparada con la curva V-Q para el peor caso N-1 con carga base.

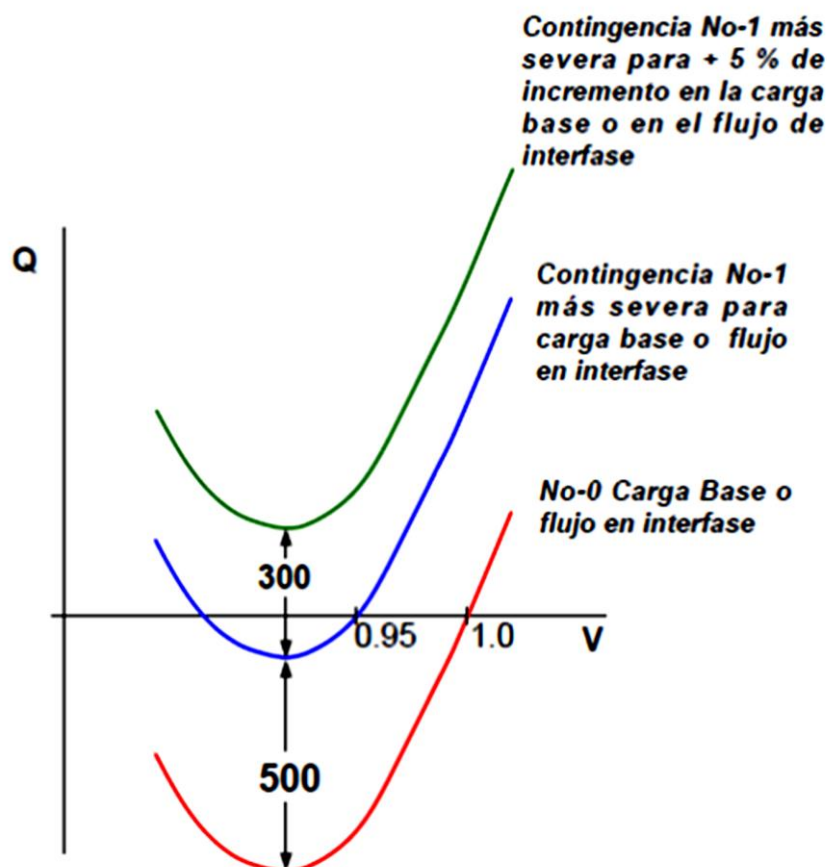


FIGURA 4.9 Curvas QV de prueba para determinación del margen de potencia reactiva.

De acuerdo a lo anteriormente descrito, el margen total requerido es de 300 MVAR para la contingencia sencilla más severa sin ajustes del sistema. Esto implica que después de que un sistema experimenta la contingencia N-1 más crítica, se deben tener disponibles al menos 300 MVAR de margen. El sistema en este caso es claramente deficiente en potencia reactiva y es potencialmente propenso al colapso de tensión. Después de instalar soporte de potencia reactiva, deben ser generadas nuevamente las curvas V-Q para verificar que exista un margen positivo como se muestra en la figura 4.10. El margen obtenido cubre la peor contingencia sencilla y un 5% de incertidumbre en el pronóstico de la carga o del flujo en el enlace. En caso de que sean instalados bancos de capacitores para proporcionar el margen requerido, debe ser agregada una cantidad adicional en el margen tomando en cuenta la relación entre la salida del capacitor y el cuadrado de la tensión. Por ejemplo, si el margen requerido de 300 MVAR está en el punto de colapso de 0.9 pu, entonces serán necesarios aproximadamente 370 MVAR de capacitores para proporcionar ese margen ($300/(0.9)^2=370$).

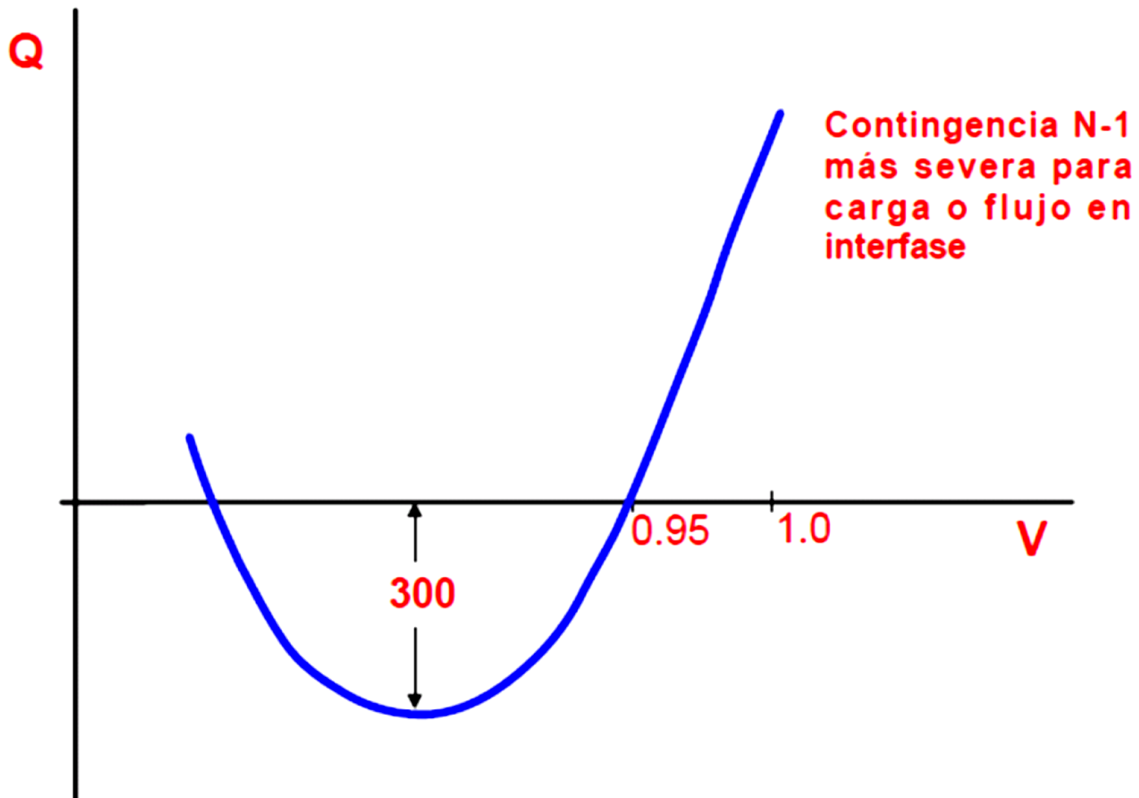


FIGURA 4.10 Margen requerido de potencia reactiva.

No es necesario realizar pruebas para determinar el margen requerido para los niveles de operación B hasta D ya que los márgenes requeridos para estos niveles son determinados multiplicando la cantidad del margen obtenido para el nivel A por el factor apropiado como se muestra en la tabla 4.1. Por ejemplo, si la reserva requerida de potencia reactiva para el nivel A es de 300 MVar, entonces la reserva requerida para el nivel B debe ser 50% de los 300 MVar es decir, 150 MVar.

El criterio indicado en la tabla 4.1 aplica igualmente para el sistema con todos los elementos en servicio así como con el sistema con un elemento removido y el sistema reajustado. Como ejemplo de esto, se presenta el caso siguiente:

Suponiendo que un generador cercano se encuentra fuera de servicio para el ejemplo descrito anteriormente. Además, considerando que los ajustes del sistema requerido para reemplazar la generación perdida consisten en despachar un generador distante sin otros cambios en el sistema. El generador lejano no puede proporcionar el soporte de potencia reactiva al nodo crítico del área de estudio. Debido a que no se tiene disponible el soporte de potencia reactiva del generador fuera de servicio, las curvas V-Q deben ser generadas nuevamente como se muestra en la figura 4.11.

La curva N-0 en esta figura representa el sistema reajustado el cual como se puede ver, tiene un menor margen de potencia reactiva comparado con el margen del sistema con todos los elementos en servicio. Suponiendo que esto resulta en una reducción de 600 MVar en el margen (ver figura 4.11), las curvas V-Q para las contingencias N-1 también cambian

como se muestra en esta misma figura. En este caso, el margen requerido se incrementa a 400 MVar el cual, tiene que ser provisto sin el soporte de potencia reactiva del generador fuera de servicio. Con el fin de proporcionar este margen en ausencia del generador cercano, pueden ser implementadas otras soluciones tales como: reducir el flujo de potencia en el enlace crítico seleccionado, agregar soporte de potencia reactiva adicional, etc.

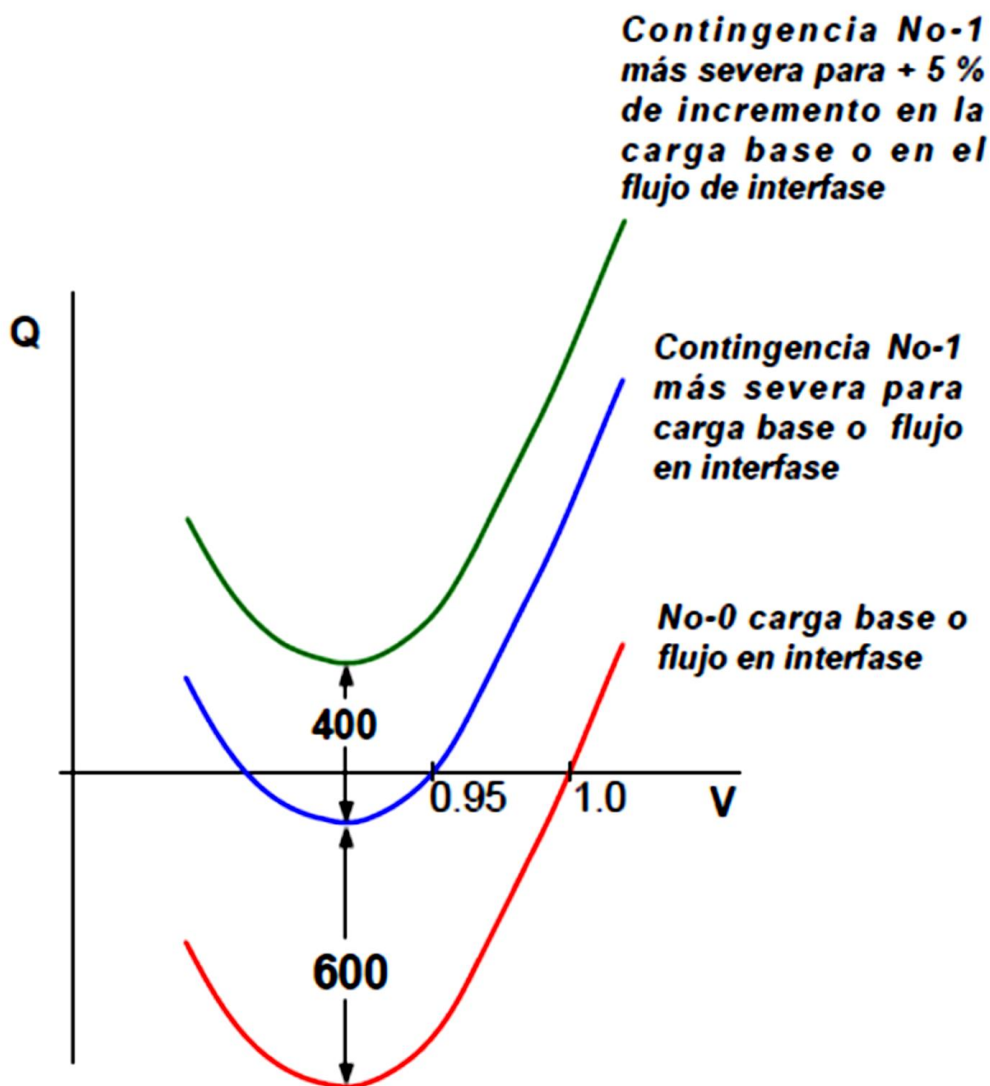


FIGURA 4.11 Curvas QV de prueba para condiciones N-1-1

La técnica descrita anteriormente puede ser aplicada también en caso de que el elemento que esté fuera de servicio sea un capacitor cercano, un transformador, un CEV etc. Por ejemplo, considerar el sistema mostrado en la figura 4.12 y, asumir que el capacitor en derivación de 50 MVar en el nodo de prueba es el elemento más limitante para reducir el margen en este nodo para la contingencia sencilla más severa. Además, suponer que la curva V-Q de prueba para la peor contingencia sencilla (sin ningún elemento previamente fuera de servicio) muestra un margen requerido de 300 MVar.

Además, se considera que no pueden ser realizados ajustes en el sistema si este capacitor está fuera de servicio. Con objeto de satisfacer el criterio de estabilidad de tensión, el margen tiene que ser incrementado a 350 MVar.

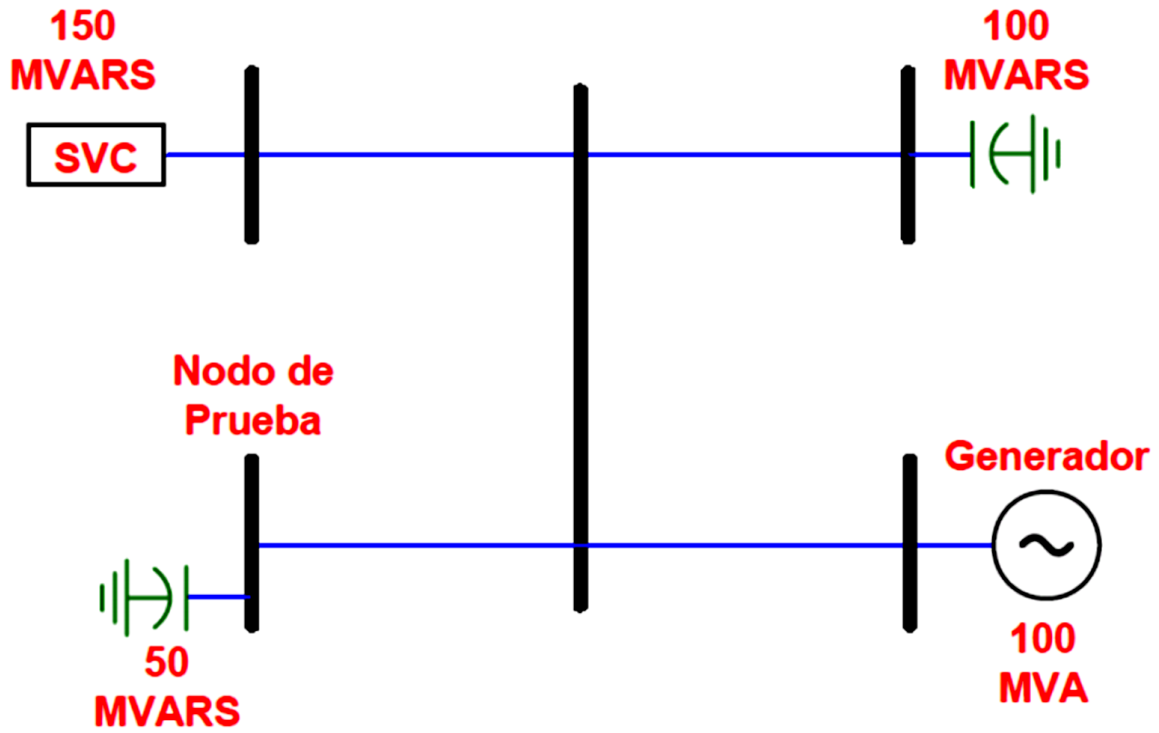


FIGURA 4.12 Ejemplo de un sistema para evaluación del margen para condiciones N-1-1

4.12 Limitaciones de orden práctico en el cálculo de curvas VQ.

Las curvas V-Q como se ha mencionado, son una de las herramientas más utilizadas para determinar la proximidad al colapso de tensión basándose en los márgenes de potencia reactiva de algunos nodos de carga elegidos por el ingeniero analista, sin embargo, aunque este método es muy útil y proporciona información valiosa, es importante mencionar que presenta también algunos inconvenientes como son:

- En un sistema eléctrico muy grande, es necesario determinar con anterioridad en cuales nodos se considera conveniente calcular estas curvas ya que el pretender efectuar este análisis en todos los nodos de carga, consumiría demasiado tiempo de cómputo.
- Al producir una curva V-Q, la zona donde se encuentra el nodo analizado es fuertemente estresada y por lo tanto, los resultados en algunos casos pueden ser engañosos.
- Debido a que este método hace énfasis artificialmente en un solo nodo del sistema, es conveniente que las conclusiones obtenidas sean confirmadas por medio de otros métodos más completos y realistas.

- *En adición a lo anterior, al enfocar la atención en unos cuantos nodos; pueden ser erróneamente minimizados o no reconocidos los problemas que engloban a todo el sistema en general lo cual, a su vez, hace perder sensibilidad en el análisis realizado.*

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN EN ESTADO ESTABLE EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA CON DIMENSIONES REALES

5.1 Introducción

La creciente complejidad de los sistemas eléctricos de potencia requiere cada vez más de estrategias de operación, control y protección para lograr mantener los niveles de frecuencia y de tensión dentro de márgenes de seguridad pre-establecidos.

Las perturbaciones en un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) de Dimensiones Reales, pueden involucrar cambios en la carga, pérdida de generadores o la pérdida de enlaces de transmisión, los cuales alteran el equilibrio de las unidades generadoras. Este es el mecanismo que inicia la respuesta dinámica de las máquinas, es de origen eléctrico y su efecto depende de la ubicación de la perturbación dentro del SEP. Es una respuesta natural del SEP que no puede ser controlada al 100%. Sin embargo, por medio de los análisis es posible, en la mayoría de los

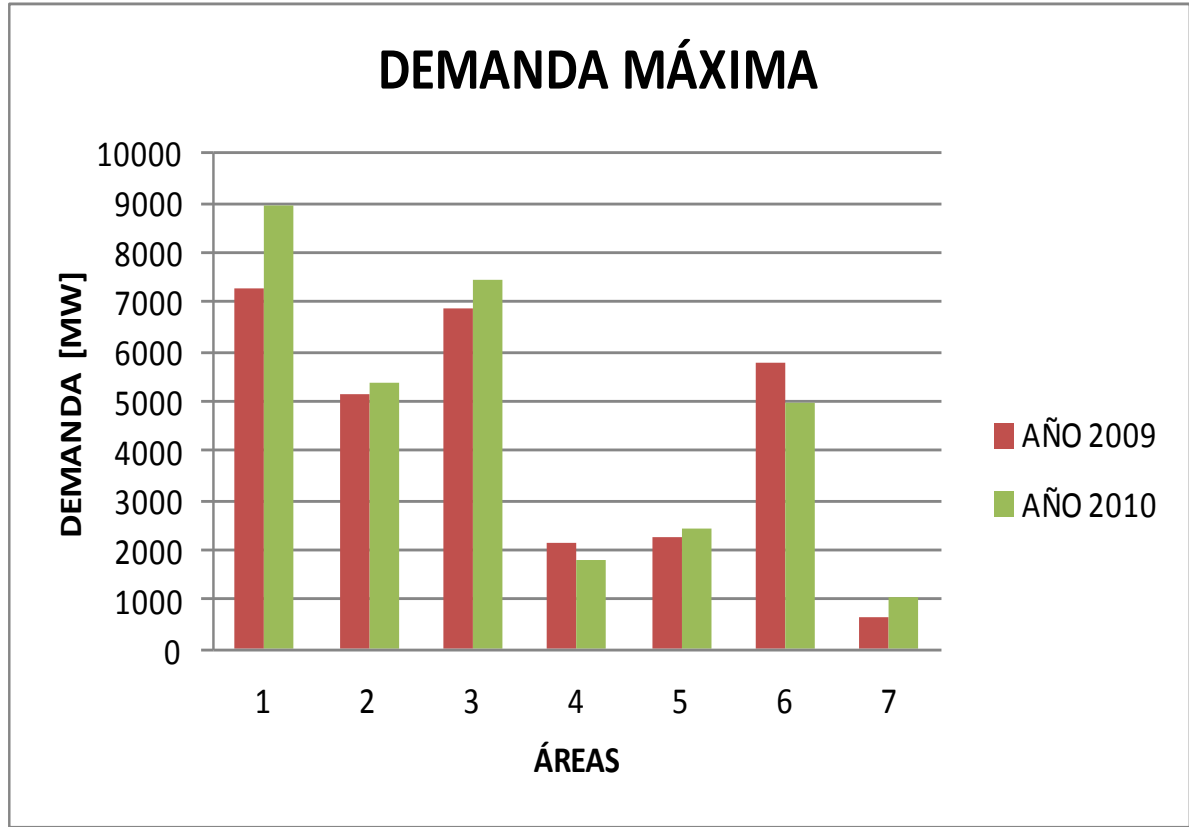
casos, establecer acciones preventivas que disminuyan el impacto de los distintos eventos que se presentan, en el comportamiento del SEP.

En este capítulo nos avocaremos al análisis del SEP desde el punto de vista de **Estabilidad de Tensión** al considerar que la demanda se incrementa y la infraestructura del mismo permanece sin crecimiento. Es decir, se determinará la carga máxima que puede ser alimentada en una Área determinada, considerando su generación local y la generación proveniente del exterior a dicha Área. Con lo anterior, se determinará la capacidad de recepción del Área bajo análisis, cumpliendo con márgenes de seguridad establecidos. Posteriormente, se asume disponibilidad de compensación capacitiva adicional, y se observa su efecto en el mejoramiento de tensión y/o en un incremento adicional de la carga.

5.2 Descripción general del Área de estudio

El SEP consiste de varias Áreas interconectadas entre si y corresponde a condiciones de operación prevalecientes a diciembre del año 2010. La carga corresponde a 32093 MW y 7981 Mvar ($fp = 0.97$).

En la figura 5.1 se muestra la demanda total a nivel SEP y a nivel de cada una de las Áreas que lo integran. El Área 1, la cual presenta una mayor demanda, es específicamente la que se analiza en este trabajo.



DEMANDA MÁXIMA [MW]		
Área	AÑO 2009	AÑO 2010
1	7281	8935
2	5153	5423
3	6867	7469
4	2179	1818
5	2264	2419
6	5758	5000
7	671	1029
TOTAL	30173	32093
Incremento respecto al año anterior [%]		6.3 %

Incremento del Área 1 en el año 2010, con respecto al año 2009: 22.7%

FIGURA 5.1 Demanda máxima de las Áreas del SEP correspondientes a los años 2009 y 2010

5.2.1 Demanda máxima considerada en el Área de estudio

En la Tabla 5.1 se muestra la carga en nodos (subestaciones) en el Área 1. A nivel de Área se tiene una carga de 8935 MW y 2557 Mvar con un factor de potencia igual 0.96. Con respecto al SEP, la carga en el Área de estudio corresponde al 27.8%.

TABLA 5.1 DEMANDA MÁXIMA CONSIDERADA EN EL ÁREA DE ESTUDIO

NODO	MW	Mvar	FP
TENSIÓN 230 kV			
1062	24.9	8.9	0.94
1067	18.1	0.7	1.00
1077	50.2	12.2	0.97
1081	3.1	2.4	0.79
1104	10.3	0.6	1.00
1105	9.3	0.5	1.00
1131	86.3	35.7	0.92
TENSIÓN 85 kV			
1227	9.9	3.6	0.94
1252	17.3	7.3	0.92
1259	25.0	8.3	0.95
1261	5.5	0.0	1.00
1262	1.3	0.0	1.00
1263	0.8	1.1	0.59
1265	11.2	3.7	0.95
1266	0.4	0.0	1.00
1268	2.6	0.9	0.94
1269	3.4	0.0	1.00
1271	0.3	0.0	1.00
1273	2.7	1.3	0.90
1274	5.4	1.6	0.96
1278	4.4	2.5	0.87
1280	10.4	5.6	0.88
1281	1.2	0.8	0.83
1291	32.9	15.1	0.91
1302	3.3	0.7	0.98
1303	12.5	3.5	0.96
1307	34.7	4.7	0.99
1308	14.4	5.5	0.93

NODO	MW	Mvar	FP
TENSIÓN 230 kV			
1132	2.4	0.6	0.97
1136	6.2	1.2	0.98
1139	11.8	0.4	1.00
1140	11.9	0.5	1.00
1143	24.7	9.2	0.94
1148	8.2	2.4	0.96
1199	8.9	2.7	0.96
TENSIÓN 85 kV			
1315	6.3	3.3	0.89
1316	11.8	2.9	0.97
1320	13.1	4.3	0.95
1323	3.3	1.1	0.95
1325	3.1	1.2	0.93
1326	1.2	0.9	0.80
1335	1.3	2.5	0.46
1336	3.6	2.2	0.85
1337	3.5	2.1	0.86
1352	6.0	2.5	0.92
1360	51.4	5.8	0.99
1368	53.6	12.9	0.97
1372	24.1	5.4	0.98
1373	1.5	0.2	0.99
1374	2.4	1.3	0.88
1379	28.3	16.0	0.87
1391	15.5	4.6	0.96
16145	13.9	6.5	0.91
16147	0.1	0.1	0.71
17314	4.5	1.9	0.92
18022	7.9	1.2	0.99
18041	4.4	1.9	0.92

Continuación

TABLA 5.1 DEMANDA MÁXIMA CONSIDERADA EN EL ÁREA DE ESTUDIO

NODO	MW	Mvar	FP
TENSIÓN 23 kV			
1306	2.7	0.2	1.00
1400	7.3	4.8	0.84
1401	7.3	4.8	0.84
1402	12.7	2.7	0.98
1403	15.4	4.3	0.96
1404	25.4	6.8	0.97
1405	25.4	6.8	0.97
1406	25.4	6.8	0.97
1407	13.6	3.3	0.97
1408	13.6	3.3	0.97
1409	18.2	5.6	0.96
1410	18.2	5.6	0.96
1411	18.2	5.6	0.96
1412	47.6	9.8	0.98
1413	47.6	9.8	0.98
1414	47.6	10.0	0.98
1415	20.0	7.3	0.94
1416	20.0	7.3	0.94
1417	31.6	10.2	0.95
1418	31.6	10.2	0.95
1419	19.5	6.7	0.95
1420	19.5	6.7	0.95
1421	19.5	6.7	0.95
1422	19.5	6.7	0.95
1423	19.5	6.7	0.95
1424	22.0	5.1	0.97
1425	22.0	5.1	0.97
1426	22.0	5.1	0.97
1427	26.0	6.0	0.97
1428	26.0	6.0	0.97

NODO	MW	Mvar	FP
TENSIÓN 23 kV			
1429	4.4	9.0	0.44
1430	26.2	6.8	0.97
1431	12.1	2.6	0.98
1432	12.1	2.6	0.98
1433	12.1	2.6	0.98
1434	12.1	2.6	0.98
1435	21.0	8.9	0.92
1436	25.3	5.2	0.98
1437	30.6	11.1	0.94
1438	56.8	20.3	0.94
1439	28.1	11.7	0.92
1440	18.3	2.8	0.99
1441	21.4	9.0	0.92
1442	18.3	2.8	0.99
1443	18.3	2.8	0.99
1444	27.6	9.7	0.94
1445	27.6	9.7	0.94
1446	57.5	9.6	0.99
1447	57.5	9.6	0.99
1448	57.5	9.6	0.99
1449	28.1	8.6	0.96
1450	20.2	7.2	0.94
1451	10.7	2.9	0.97
1452	10.7	2.9	0.97
1453	58.9	20.8	0.94
1455	58.9	20.8	0.94
1457	58.7	20.8	0.94
1459	12.3	3.9	0.95
1460	12.3	3.9	0.95
1461	12.3	3.9	0.95

Continuación

TABLA 5.1 DEMANDA MÁXIMA CONSIDERADA EN EL ÁREA DE ESTUDIO

NODO	MW	Mvar	FP
TENSIÓN 23 kV			
1462	12.3	3.9	0.95
1465	12.2	3.0	0.97
1466	17.3	3.6	0.98
1467	34.3	12.6	0.94
1468	34.3	12.6	0.94
1469	34.3	12.6	0.94
1470	51.3	14.5	0.96
1471	51.3	14.5	0.96
1472	51.3	14.5	0.96
1473	17.1	3.9	0.97
1474	17.1	3.9	0.97
1475	17.1	3.9	0.97
1476	17.1	3.9	0.97
1477	38.0	10.4	0.96
1478	20.2	6.0	0.96
1479	20.2	6.0	0.96
1480	20.9	6.1	0.96
1481	25.3	7.4	0.96
1482	25.3	7.4	0.96
1484	25.0	4.9	0.98
1485	36.9	11.6	0.95
1486	36.9	11.6	0.95
1487	13.2	3.9	0.96
1488	14.2	4.3	0.96
1489	16.7	6.0	0.94
1490	22.9	9.7	0.92
1491	22.9	9.0	0.93
1492	27.4	7.3	0.97
1493	27.4	7.3	0.97
1494	27.4	7.3	0.97

NODO	MW	Mvar	FP
TENSIÓN 23 kV			
1495	27.8	7.3	0.97
1496	27.4	7.3	0.97
1497	27.4	7.3	0.97
1498	32.8	9.8	0.96
1499	32.8	9.8	0.96
1501	14.6	5.3	0.94
1502	14.6	5.3	0.94
1503	14.6	5.3	0.94
1504	14.6	5.3	0.94
1505	15.1	2.0	0.99
1506	15.1	2.0	0.99
1507	36.0	9.7	0.97
1508	36.0	9.7	0.97
1509	36.0	9.7	0.97
1511	40.8	12.3	0.96
1512	40.8	12.3	0.96
1513	22.6	6.1	0.97
1514	22.6	6.1	0.97
1515	22.6	6.1	0.97
1516	55.0	17.7	0.95
1517	39.7	12.0	0.96
1518	10.4	3.7	0.94
1519	10.4	3.7	0.94
1521	10.4	3.7	0.94
1522	25.1	2.3	1.00
1523	22.3	8.3	0.94
1524	22.3	8.3	0.94
1525	13.6	4.9	0.94
1526	13.6	4.9	0.94
1527	13.6	4.9	0.94

Continuación

TABLA 5.1 DEMANDA MÁXIMA CONSIDERADA EN EL ÁREA DE ESTUDIO

NODO	MW	Mvar	FP
TENSIÓN 23 kV			
1528	13.6	4.9	0.94
1529	18.6	5.4	0.96
1530	18.6	5.4	0.96
1534	18.3	6.2	0.95
1535	18.3	6.2	0.95
1536	18.3	6.2	0.95
1537	36.3	10.6	0.96
1538	36.3	10.6	0.96
1539	36.3	10.6	0.96
1540	34.2	8.9	0.97
1541	34.2	8.9	0.97
1542	34.2	8.9	0.97
1543	13.4	3.5	0.97
1544	13.4	3.5	0.97
1545	13.4	3.5	0.97
1546	13.4	3.5	0.97
1547	25.8	8.0	0.96
1548	25.8	8.0	0.96
1549	25.8	8.0	0.96
1550	25.8	8.0	0.96
1551	23.4	6.9	0.96
1552	23.4	6.9	0.96
1554	46.0	13.8	0.96
1555	46.0	13.8	0.96
1556	10.5	4.6	0.92
1557	10.5	4.6	0.92
1558	10.5	4.6	0.92
1559	10.5	4.6	0.92
1560	14.1	4.6	0.95
1561	14.1	4.6	0.95

NODO	MW	Mvar	FP
TENSIÓN 23 kV			
1562	14.1	4.6	0.95
1563	14.1	4.6	0.95
1564	47.3	12.4	0.97
1565	47.3	12.4	0.97
1566	43.7	13.0	0.96
1567	43.7	13.0	0.96
1568	23.6	7.9	0.95
1569	23.6	7.9	0.95
1570	23.6	7.9	0.95
1571	23.6	7.9	0.95
1572	34.3	3.5	0.99
1573	34.3	3.5	0.99
1574	34.3	3.5	0.99
1575	15.9	2.7	0.99
1576	15.9	2.7	0.99
1577	54.5	13.6	0.97
1578	54.5	13.6	0.97
1579	54.5	13.6	0.97
1580	20.9	8.1	0.93
1581	20.9	8.1	0.93
1582	20.9	8.1	0.93
1583	20.1	9.7	0.90
1584	20.1	9.7	0.90
1585	20.1	9.7	0.90
1586	20.1	9.7	0.90
1587	22.8	6.7	0.96
1588	22.8	6.7	0.96
1589	22.8	6.7	0.96
1590	25.4	7.4	0.96
1591	25.4	7.4	0.96

5.2.2 Generación en el Área de estudio

Como se muestra en la figura 5.2, para satisfacer la demanda más las pérdidas en el Área 1, se tienen inyecciones provenientes de las Áreas 2 y 3. Las pérdidas en el Área 1 son 184 MW. Es decir, 4.4% de la generación local es utilizada para satisfacer las pérdidas del Área 1.

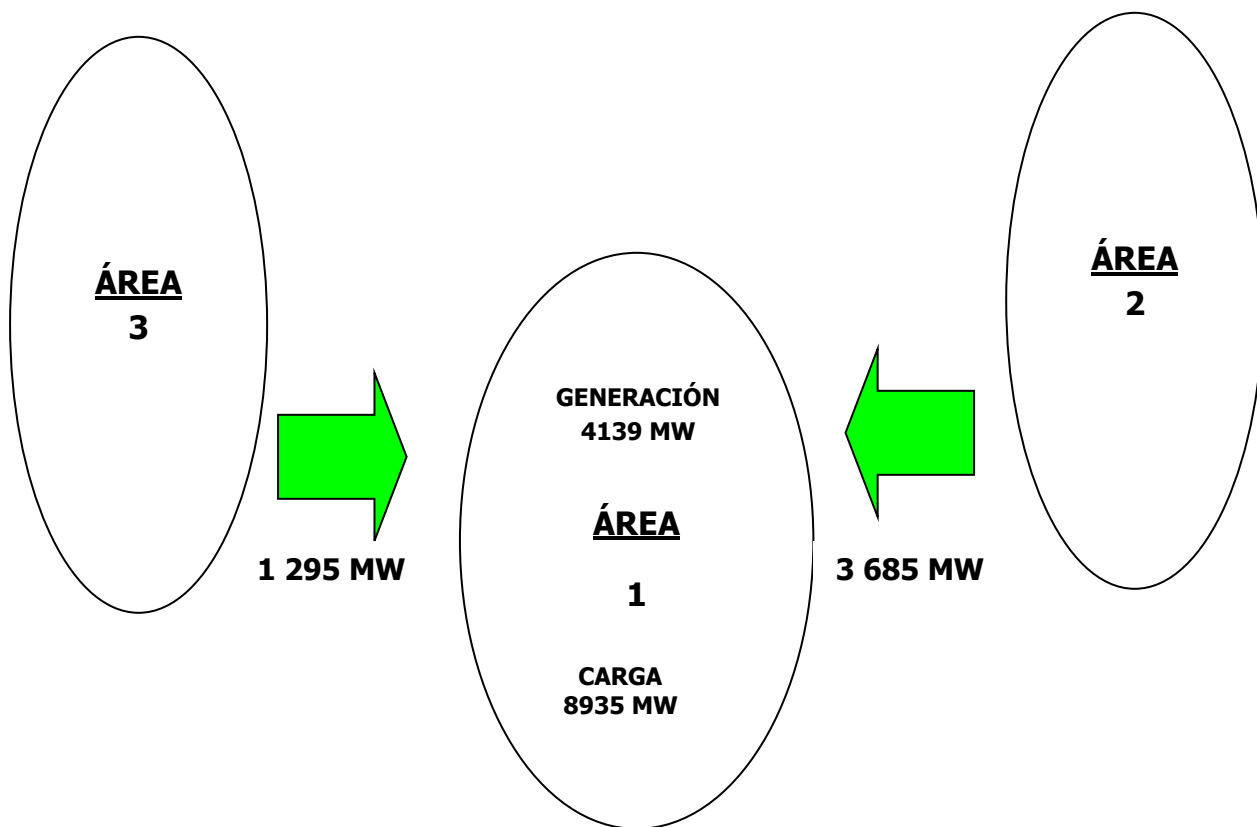
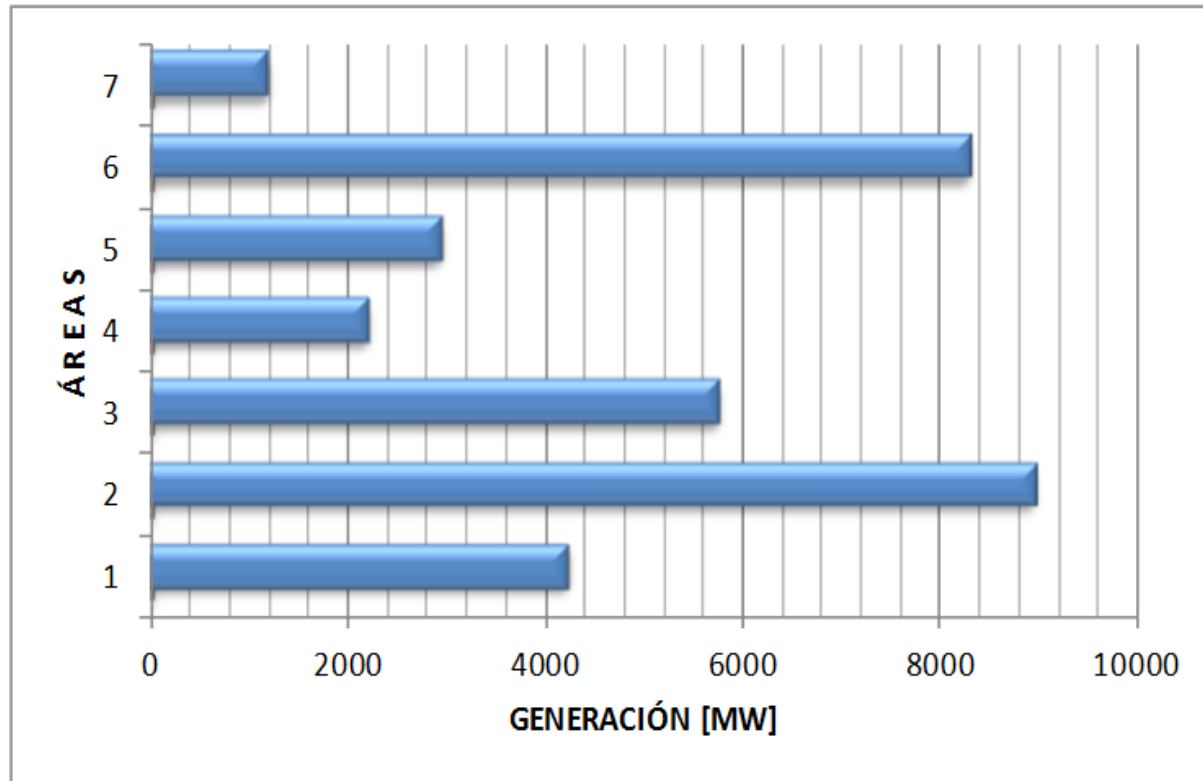


FIGURA 5.2 Inyecciones de potencia activa en el Área de estudio provenientes de las Áreas 2 y 3, para satisfacer su demanda más pérdidas

En la gráfica de la figura 5.3 se muestra la generación requerida (32887 MW) para satisfacer la demanda a nivel del SEP (32093 MW). Como se puede observar, la generación en el Área de estudio (4139 MW), representa el 12.6% de la generación a nivel de SEP y el 46.3% de la demanda de dicha Área (8935 MW). Es decir, en el Área de estudio se tiene que "importar" más del 50% (4980 MW) del resto del SEP para satisfacer su demanda. Las pérdidas en el Área 1, son 184 MW y representan el 2.01 % de la generación total del Área (generación local más inyecciones de las Áreas 2 y 3).



ÁREA	GENERACIÓN [MW]
1	4139.0
2	8198.4
3	5658.9
4	2103.0
5	2842.5
6	8859.0
7	1086.0
TOTAL:	32886.8

La generación en el Área 1, representa el 12.6% de la generación total a nivel de SEP

Las pérdidas a nivel SEP (794 MW) representan el 2.5% del total de lo generado (32886.8 - 32093, MW)

FIGURA 5.3 Disponibilidad de Generación en el SEP

En la tabla 5.2 se muestra la generación disponible en el Área de estudio.

TABLA 5.2 GENERACIÓN CONSIDERADA EN EL ÁREA DE ESTUDIO

NODO	TENSIÓN kV	MW	Mvar	MW MAX	Mvar (+)	Mvar (-)	MVA
1700	20.0	283.0	51.1	300.0	110.0	-80.0	346.0
1701	20.0	298.0	43.0	300.0	120.0	-80.0	346.0
1702	20.0	296.0	63.9	322.0	120.0	-80.0	346.0
1703	20.0	299.0	64.3	322.0	110.0	-80.0	346.0
1704	20.0	261.0	59.2	300.0	130.0	-80.0	346.0
1714	20.0	222.0	12.4	300.0	110.0	-80.0	340.2
1711	15.0	136.0	23.5	150.0	40.0	-35.0	175.6
1712	15.0	144.0	15.3	150.0	70.0	-60.0	175.6
1713	15.0	138.0	13.5	150.0	70.0	-60.0	175.6
1032	13.8	30.0	5.0	32.0	10.0	-10.0	40.0
1036	13.8	28.0	2.5	35.0	10.0	-10.0	40.0
1037	13.8	25.0	2.2	32.0	10.0	-10.0	40.0
1706	13.8	58.0	9.7	69.0	30.0	-30.0	96.0
1707	13.8	46.0	3.1	100.0	30.0	-30.0	120.0
1709	13.8	65.0	16.4	70.0	30.0	-30.0	96.0
1710	13.8	46.0	17.0	107.0	30.0	-30.0	120.0
1743	13.8	200.0	15.3	160.0	45.0	-30.0	180.0
1744	13.8	148.0	21.4	160.0	45.0	-30.0	180.0
1745	13.8	154.0	19.2	160.0	45.0	-30.0	180.0
1746	13.8	154.0	22.1	160.0	45.0	-30.0	180.0
1748	13.8	178.0	13.1	180.0	50.0	-35.0	210.0
1749	13.8	59.0	3.5	70.0	15.0	-12.0	80.0
1750	13.8	66.0	6.9	80.0	15.0	-12.0	80.0
1751	13.8	68.0	5.4	70.0	15.0	-12.0	80.0
1752	13.8	62.0	8.3	70.0	15.0	-12.0	80.0
1945	13.8	75.0	28.4	83.1	90.0	-73.5	91.3
1946	13.8	79.0	21.7	83.1	90.0	-73.5	91.3
1947	13.8	76.0	23.8	83.1	90.0	-73.5	91.3
1031	11.5	32.0	2.7	32.0	10.0	-10.0	35.0
1033	11.5	32.0	-10.0	32.0	10.0	-10.0	35.0
1034	11.5	34.0	-6.7	32.0	10.0	-10.0	35.0
1035	11.5	31.0	-2.9	32.0	10.0	-10.0	35.0
1038	11.5	32.0	10.0	32.0	10.0	-10.0	35.0
1039	11.5	34.0	-0.3	32.0	10.0	-10.0	40.0
1041	11.5	7.0	10.0	32.0	10.0	-10.0	35.0
1043	11.5	25.0	10.0	32.0	10.0	-10.0	35.0
1044	11.5	27.0	6.1	32.0	10.0	-10.0	35.0
1049	11.5	34.0	-5.4	32.0	10.0	-10.0	35.0

Continuación ...

TABLA 5.2 GENERACIÓN CONSIDERADA EN EL ÁREA DE ESTUDIO

NODO	TENSIÓN kV	MW	Mvar	MW MAX	Mvar (+)	Mvar (-)	MVA
1723	11.5	16.0	8.5	32.0	18.0	-10.0	50.0
1724	11.5	30.0	9.1	32.0	15.0	-10.0	50.0
1737	10.5	10.0	2.8	16.0	3.0	-3.0	20.0
1738	10.5	11.0	0.7	12.0	3.0	-3.0	20.0
1739	10.5	11.0	0.7	13.0	3.0	-3.0	20.0
1740	10.5	5.0	-1.3	13.0	13.0	-5.0	25.0
1741	10.5	5.0	-1.3	20.0	13.0	-5.0	25.0
1742	10.5	5.0	-1.5	20.0	13.0	-5.0	25.0
1730	4.2	16.0	2.9	16.0	5.0	-4.0	33.7
1731	4.2	16.0	2.9	16.0	5.0	-4.0	33.7
1732	4.2	16.0	3.0	16.0	5.0	-4.0	33.7
1733	4.2	16.0	3.0	16.0	5.0	-4.0	33.7
TOTAL:		4139.0	1073.4	4641.9	2691.0	1638.5	6567.4

Como se puede observar en la tabla 5.2, la potencia generada (4139 MW) a nivel de Área 1, comparada con la potencia máxima disponible (4641.9 MW) en la misma, representa el 89%. Es decir, 503 MW (el 11% restante) representa la contribución del Área 1 para integrar la reserva rodante del SEP y para satisfacer las pérdidas locales. Con respecto a la “reserva rodante” en potencia reactiva, aparentemente se tiene un margen a nivel de Área de 1617.9 Mvar (2691.0 – 1073.4), sin embargo, sabemos que la potencia reactiva se debe generar en el lugar en el que se consume. Es decir, no debe “viajar” como lo hace la potencia activa.

En la tabla 5.3 se indica la generación por tipo existente en el Área 1. Como se puede observar, en su mayoría es del tipo térmica convencional a base de combustóleo.

TABLA 5.3 TIPOS DE GENERACIÓN EN EL ÁREA 1

TIPO	CAPACIDAD	%
Convencional	2077	5.02
Ciclo combinado	445	10.75
Hidráulica	1200	28.99

TIPO	CAPACIDAD	%
Turbo Gas	371	8.96
Turbo Jet	46	1.11

TOTAL: 4139 MW

5.2.3 Compensación capacitiva en el Área de estudio

La disponibilidad de compensación capacitiva representa un factor determinante en la capacidad de recepción del Área de estudio, y en general de un Sistema Eléctrico. Como se ha mencionado, la capacidad de recepción de potencia activa, depende del soporte de tensión que se tenga en el Área receptora.

En la tabla 5.4 se muestra la compensación capacitiva del Área 1. Como se puede observar se tiene compensación estática y dinámica. El primer tipo, prácticamente está dedicada para soporte de tensión y corrección de factor de potencia en baja tensión. La utilidad principal de la compensación dinámica es soporte de tensión en la red de alta tensión y sobre todo, para salvaguardar la integridad del Área 1 bajo condiciones de operación en condiciones normales y sobre todo bajo la ocurrencia de contingencias.

TABLA 5.4 COMPENSACIÓN CAPACITIVA EN EL ÁREA 1

NODO	TENSIÓN kV	Mvar (+)	Mvar (-)	TIPO
1003	400.0	300.0	-90.0	Dinámica
1004	400.0	300.0	-90.0	
1006	400.0	300.0	-90.0	
TOTAL:		900.0	-270.0	
De 115 kV a 23 kV	115.0	118.0		Estática
	85.0	218.0		
	23.0	2014.0		
TOTAL:		2350.0		

5.2.4 Red de transmisión en el Área de estudio

En la tabla 5.4 se muestra el número de líneas de transmisión, subtransmisión y distribución comprendidas en el área de estudio. Como se observa son en total 615 líneas.

TABLA 5.4 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN, SUBTRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN COMPRENDIDAS EN EL ÁREA 1

CONCEPTO	TENSIÓN (kV)				
	400.0	230.0	115.0 *	85.0 *	23.0 **
No. LTs	50	160	65	201	139
No. LTs paralelas	16	23	1	16	0
No. Circuitos triples	3	2	0	0	0

* Subtransmisión

** Distribución

En el diagrama unifilar de la figura 5.4, se muestra la red de transmisión de 400 kV y 230 kV del Área de estudio. La Red que corresponde a 400 kV se muestra en trazo más grueso (color azul).

La interconexión entre las Áreas 1, 2 y 3 se efectúa mediante las siguientes líneas de transmisión y subtransmisión. En total son 32 líneas; 16 con cada una de las dos Áreas. La relación de dichas líneas de enlace se muestra en la Tabla 5.4.

TABLA 5.4 INTERCONEXIONES DEL ÁREA 1 CON ÁREAS 2 Y 3

No.	NODO	NODO	CON ÁREA
400 kV			
1	1001	20134	2
2	1003	20114	
3	1003	20149	
4	1003	20150	
5	1003	20151	
6	1003	20230	
7	1006	20166	
8	1006	20166	
9	1006	20166	
10	10181	20188	
11	10182	20189	
230 kV			
1	1075	24075	2
2	1075	24075	
3	1137	26200	
85 kV			
1	1364	26011	2
2	1364	26011	
TOTAL: 16 LÍNEAS			

No.	NODO	NODO	CON ÁREA
400 kV			
1	1001	34080	3
2	1001	34080	
3	1011	35670	
4	1012	31980	
230 kV			
1	1053	34890	3
2	1077	34695	
3	1130	35673	
4	1132	35673	
115 kV			
1	1207	35069	3
2	1219	34865	
3	1219	34865	
4	1235	35600	
5	1235	35608	
6	1235	35616	
7	1235	35621	
8	1399	34865	
TOTAL: 16 LÍNEAS			

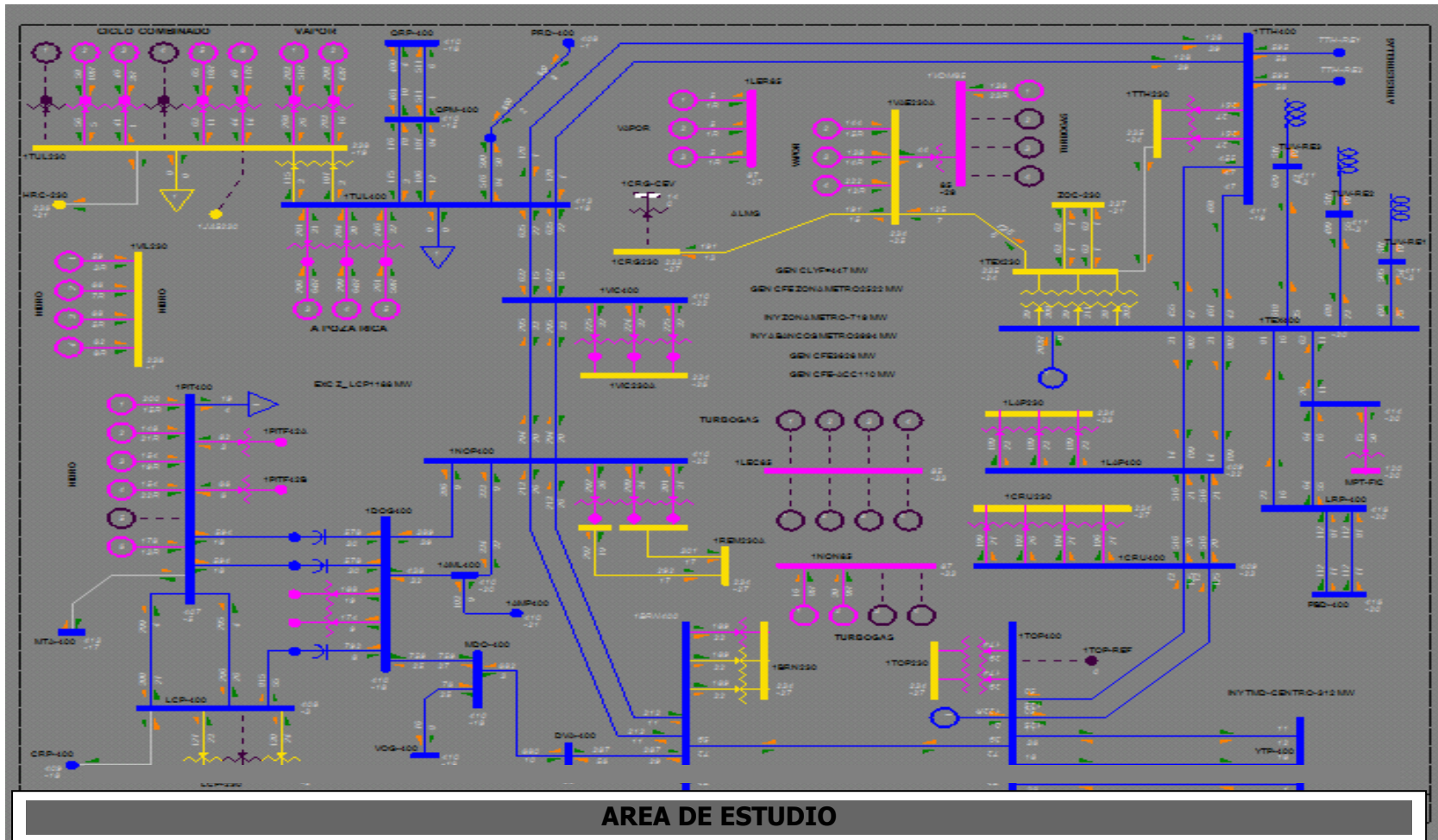


FIGURA 5.4 Red de Transmisión correspondiente a la Área de estudio (Área 1)

LT DE 400 kV █

LT DE 230 kV █

5.3 Desarrollo

Con la finalidad de determinar el valor de la carga máxima que puede ser alimentada en el Área 1 considerando, entre otros aspectos, el aumento en su demanda manteniendo sin crecimiento su infraestructura; se utilizó la metodología indicada a continuación.

5.3.1 Metodología utilizada en el análisis

- a) Establecimiento del caso base
- Selección de despachos de generación

Resultado: Se determinan los casos específicos para analizar

- b) Análisis en estado estable de los casos específicos determinados
- Detección de enlaces que presentan sobrecarga
- Detección de nodos cuya tensión esté fuera de límites establecidos

Resultado: Nodos y Enlaces de interés

- c) Selección de contingencias en los casos específicos
- Simples
- Dobles
- Triples

Resultado: Nodos y Enlaces de mayor interés

- d) Mediante la obtención de curvas P-V, tanto en casos específicos como en condiciones de contingencias; se determina la capacidad aproximada de recepción del Área de estudio

Resultado: Valor máximo aproximado de carga que puede ser alimentada en el Área 1

- e) Mediante la obtención de curvas V-Q, tanto en casos específicos como en condiciones de contingencias; se confirma la capacidad de recepción del Área de estudio

Resultado: Capacidad de recepción de potencia activa en el Área 1

- f) Finalmente, **elaborar conclusiones**

5.3.2 Consideraciones

En virtud de que desafortunadamente no se dispone de información suficiente, como lo es el programa de mantenimiento de unidades generadoras y de líneas de transmisión y márgenes operativos reales de seguridad, entre otros; se asumieron las siguientes consideraciones:

- Un solo despacho de generación
- Disponibilidad del 100% de las líneas de transmisión
- Disponibilidad del 100% de transformadores de potencia
- Disponibilidad de compensación dinámica en tres subestaciones de 400 kV
- Márgenes de seguridad en la recepción de potencia activa del 5% en condiciones normales de operación y de 2.5% en condiciones de emergencia (caso base y bajo condiciones de contingencia, respectivamente)
- Márgenes de seguridad de potencia reactiva del 5% en condiciones normales de operación y de 2.5% en condiciones de emergencia (caso base y bajo condiciones de contingencia, respectivamente).

Como valores indicativos de tensión y sobrecarga en líneas de transmisión, se asumió:

- Valores no aceptables de tensión en nodos estratégicos de 400 kV, cuando sean menores a 1.01 pu en condiciones normales de operación y de 0.99 pu en condiciones de emergencia. De manera similar para nodos de 230 kV.

En cuanto a los límites operativos de transferencia de potencia activa en líneas de transmisión, se determinan mediante la realización, principalmente, de análisis de estabilidad de tensión, apertura angular y supervisión del límite térmico. El límite térmico generalmente se presenta cuando se trata de líneas cortas (longitud menor a 80 km). Cabe señalar que en el caso particular del Área 1, existen muchas líneas de 400 kV y 230 kV de líneas cortas (más de 50 líneas). Otro aspecto que está implícito en la determinación de los límites de transferencia, es el que se refiere al número de conductores por fase. En el caso particular de las líneas de 400 kV pertenecientes al Área 1, en su mayoría tienen dos conductores por fase, en menor cuantía las provistas con tres conductores por fase. Considerando lo anterior, se asumió que existe sobrecarga cuando la transferencia de potencia excede:

- En líneas de transmisión de 400 kV cortas, provistas con: a) dos conductores por fase: 1200 MVA; b) tres conductores por fase 1500 MVA.
- En líneas de transmisión de 400 kV largas (del orden de 200 km), provistas con: a) dos conductores por fase: 1000 MVA; b) tres conductores por fase 1200 MVA.
- En líneas de 230 kV de longitud: a) corta 700 MVA; b) larga 350 MVA

Cabe señalar, que esta información es utilizada simplemente como un criterio indicativo para tener una mayor supervisión en líneas de 400 kV y 230 kV cuya transferencia de potencia (MVA) supere los valores indicados.

5.3.3 Características operativas del caso base

En el diagrama unifilar de la figura 5.5, se muestra el flujo de potencia (MW, Mvar) en enlaces de transmisión y transformadores de potencia, así como valores de tensión (magnitud y ángulo) en nodos de 400 kV y 230 kV. De lo mostrado en el diagrama unifilar de dicha figura y del análisis del caso base, se tienen los siguientes comentarios:

- Sobrecarga en enlaces de 400 kV y 230 kV
 - No se detectó ningún enlace con sobrecarga.
 - De los enlaces con mayor flujo de potencia activa (sin tener sobrecarga), se tienen los indicados en la tabla 5.5

TABLA 5.5 ENLACES CON ALTO FLUJO DE POTENCIA ACTIVA

DE NODO	A NODO	MW	DE NODO	A NODO	MW
400 kV			230 kV		
1001	1002	2 x 636 *	1053	1143	308
1003	1014	2 x 799 *	1075	1061	2 x 325 *
20151	1003	629	1078	1063	369
35670	1011	815			
1008	10008	759			
10008	108	682			
Los tres bancos de transformación (400/230 kV) en la subestación 1003 operan al 80% de su capacidad					

* LT de doble circuito

La LT 35670 – 1011, es uno de los enlaces que conectan a las Áreas 3 y 1. La LT 20151 – 1003, es uno de los enlaces entre las Áreas 2 y 1.

De acuerdo a la información obtenida del caso base, se pondrá mayor énfasis a los enlaces de 400 kV y 230 kV mostrados en la tabla 5.5.

▪ Tensión en nodos de 400 kV y 230 kV

En la tabla 5.6 se muestran los nodos del Área de estudio que están fuera de los límites de $\pm 5\%$ del valor nominal. Por la naturaleza del análisis que se está llevando a cabo, los nodos de mayor interés, son aquellos cuyo valor de tensión es está por abajo de su valor nominal. En este caso, es el nodo 1258 (de 85 kV).

Por otra parte, por su impacto en la seguridad del SEP y en específico en la seguridad del Área 1; los nodos de **400 kV** y 230 kV; son los que se consideran en el presente análisis.

TABLA 5.6 NODOS CUYO VALOR DE TENSIÓN ESTÁ FUERA DE LÍMITE

NODO	TENSIÓN NOMINAL (kV)	VALOR (pu)
> 1.05 pu		
1011	400.0	1.0519
1485	23.0	1.0530
1592	23.0	1.0530
1622	23.0	1.0514
1704	20.0	1.0500

NODO	TENSIÓN NOMINAL (kV)	VALOR (pu)
> 1.05 pu		
1400	23.0	1.0504
1539	23.0	1.077
1593	23.0	1.053
1675	23.0	1.055
1755	23.0	1.091
< 0.95 pu		
1258	85.0	0.937

Como ya se mencionó, los nodos de mayor impacto para el comportamiento del SEP y en específico para el Área de estudio; son los nodos que están en el nivel de tensión de 400 kV. La medida correctiva para mejorar el perfil de tensión en el nodo 1258; podría ser la instalación de compensación capacitiva estática en la red de 23 kV asociada a este nodo, y/o bien; haciendo una revisión de la posición del tap del transformador de 230/85 kV correspondiente.

Resultados parciales:

- Los enlaces indicados en la tabla 5.5, son elementos que deberán ser supervisados
- De la información analizada, se concluye que no existe ningún nodo en los niveles de tensión de 400 kV y 230 kV, que presente un valor inferior a 1.0 pu. Sin embargo, los nodos que serán supervisados con mayor detalle son los asociados a los enlaces mostrados en la tabla 5.5.

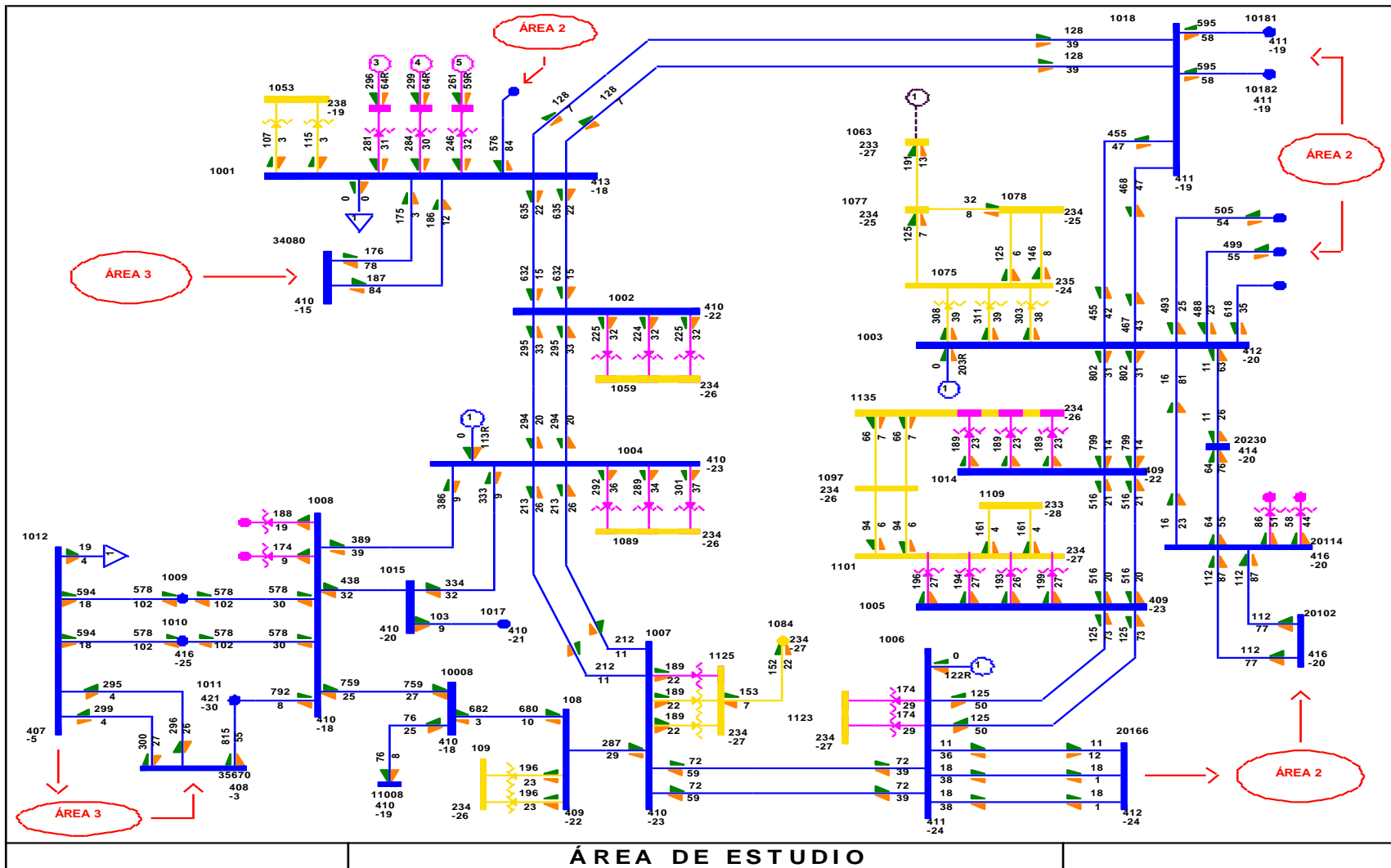


FIGURA 5.5 *Condiciones normales de operación en estado estable del Área de estudio*

5.4 Condiciones de operación bajo contingencias

Como se sabe, todo SEP está expuesto a que se presenten eventos internos y externos que impactan en mayor o menor grado su seguridad y confiabilidad. Entre otros, se tiene:

- Fallas transitorias a frecuencia fundamental
 - De fase a tierra, principalmente
 - Trifásicas, menos frecuente; pero de mayor impacto
- Fallas transitorias debido a la presencia de descargas atmosféricas
 - Fallas de blindaje
 - Alta resistencia al pie de estructura
 - Alta magnitud de corrientes de rayo
- Fallas de equipos eléctricos
 - Humedad
 - Falta de cumplimiento de la normativa de fabricación correspondiente
 - Antigüedad
- Fallas transitorias debido a resonancias eléctricas
 - Interacción con corrientes armónicas
 - Ferroresonancias

La ocurrencia de estos eventos, generalmente provoca la desconexión (mediante la operación de los dispositivos de protección) de un elemento del SEP. Sin embargo, en ocasiones se puede tener la desconexión de más de un elemento. A medida que en el SEP se desconecten más elementos de manera simultánea o bien de manera secuencial en un lapso breve; la integridad del SEP se verá mayormente comprometida.

Con base a lo anterior, es sumamente importante analizar el SEP bajo condiciones de falla. Es decir, asumir que se presenta un evento tal que provoca la desconexión de uno o más elementos. Por ejemplo de unidades generadoras, transformadores de potencia y/o líneas de transmisión. Por la naturaleza de estos elementos, los que están más expuestos a fallas; son las líneas de transmisión.

En el análisis que nos ocupa, se considera exclusivamente la ocurrencia de contingencias en líneas de transmisión de 400 kV. Dado que el análisis es en estado estable; se efectúa la desconexión del elemento o elementos sin falla. Lo anterior, tomando como referencia las condiciones operativas mostradas en el diagrama unifilar de la figura 5.5.

5.4.1 Contingencias simples

Tomando como referencia las condiciones correspondientes al caso base, se procedió a realizar la desconexión de una a una de las líneas de transmisión (LT) de 400 kV en el Área 1. De las contingencias simples más representativas que se consideraron se tiene las siguientes:

a) Desconexión sin falla de la LT que conecta a las subestaciones 1003 – 20149.

Resultados:

- No se detectaron tensiones en nodos de 400 kV del Área 1, cuyo valor sea menor a 1.0 pu
- No se detectaron sobrecargas en enlaces de 400 kV y 230 kV del Área 1. Los valores más grandes detectados representan aproximadamente el 60% de su capacidad (ejemplo, circuito paralelo al enlace entre los nodos 1003 – 20149).
- El compensador estático de potencia reactiva en la subestación 1003, alcanza su valor máximo (300 Mvar).

En el diagrama unifilar de la figura 5.6 se muestran las condiciones de operación considerando la desconexión de la LT de 400 kV referida.

b) Desconexión sin falla de la LT que conecta a las subestaciones 10181 - 20188.

- No se detectaron tensiones en nodos de 400 kV del Área 1, cuyo valor sea menor a 1.0 pu
- No se detectaron sobrecargas en enlaces de 400 kV y 230 kV del Área 1. Los valores más grandes detectados representan aproximadamente el 62% de su capacidad (ejemplo, circuito paralelo al enlace entre los nodos 10181 – 20188).
- El compensador estático de potencia reactiva en la subestación 1003, alcanza su valor máximo (300 Mvar).

En el diagrama unifilar de la figura 5.7 se muestran las condiciones de operación considerando la desconexión de la LT de 400 kV referida.

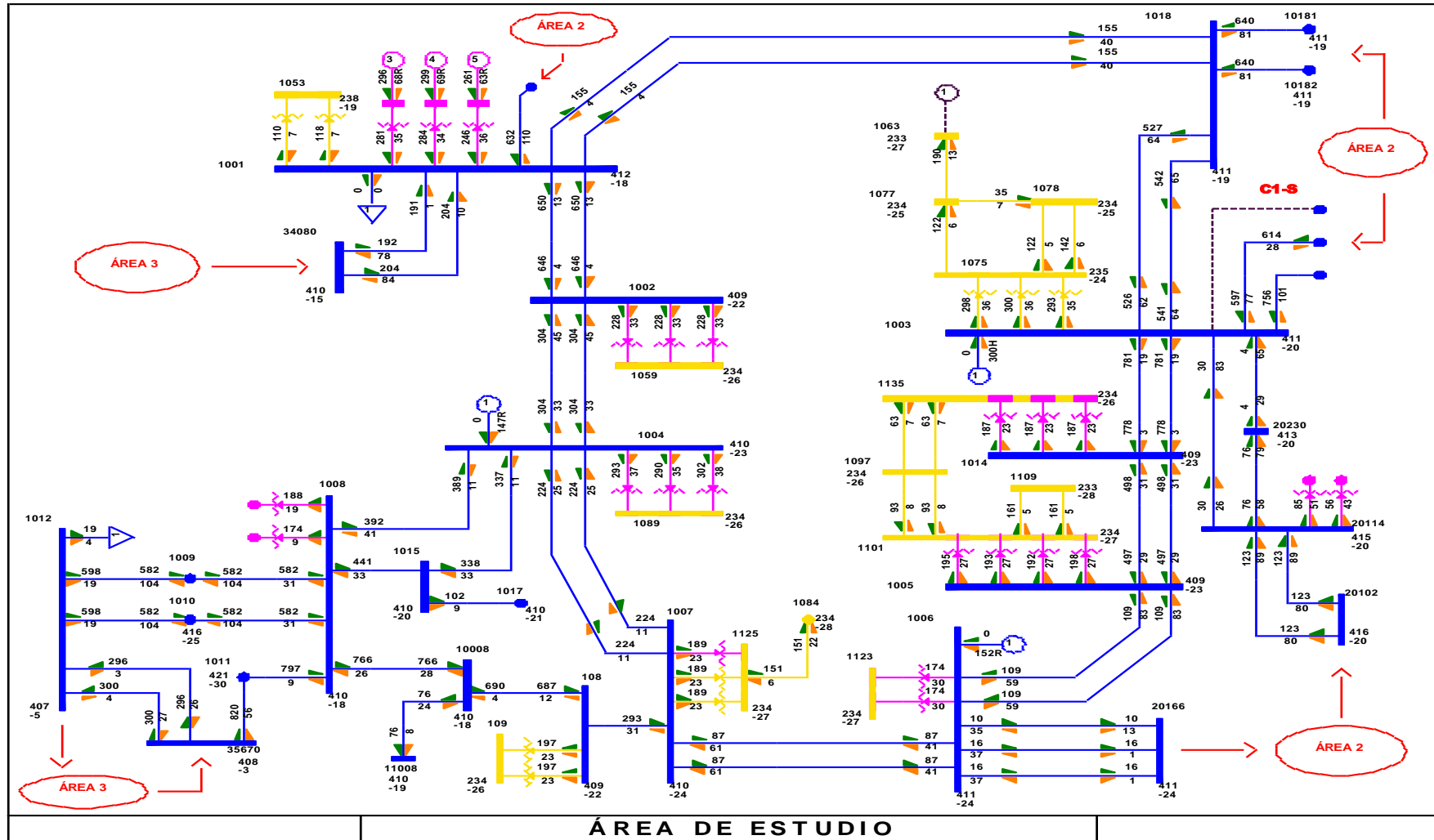


FIGURA 5.6 Condiciones de operación en estado estable del Área 1 considerando la desconexión de la LT de 400 kV 1003 – 21149 circuito 1

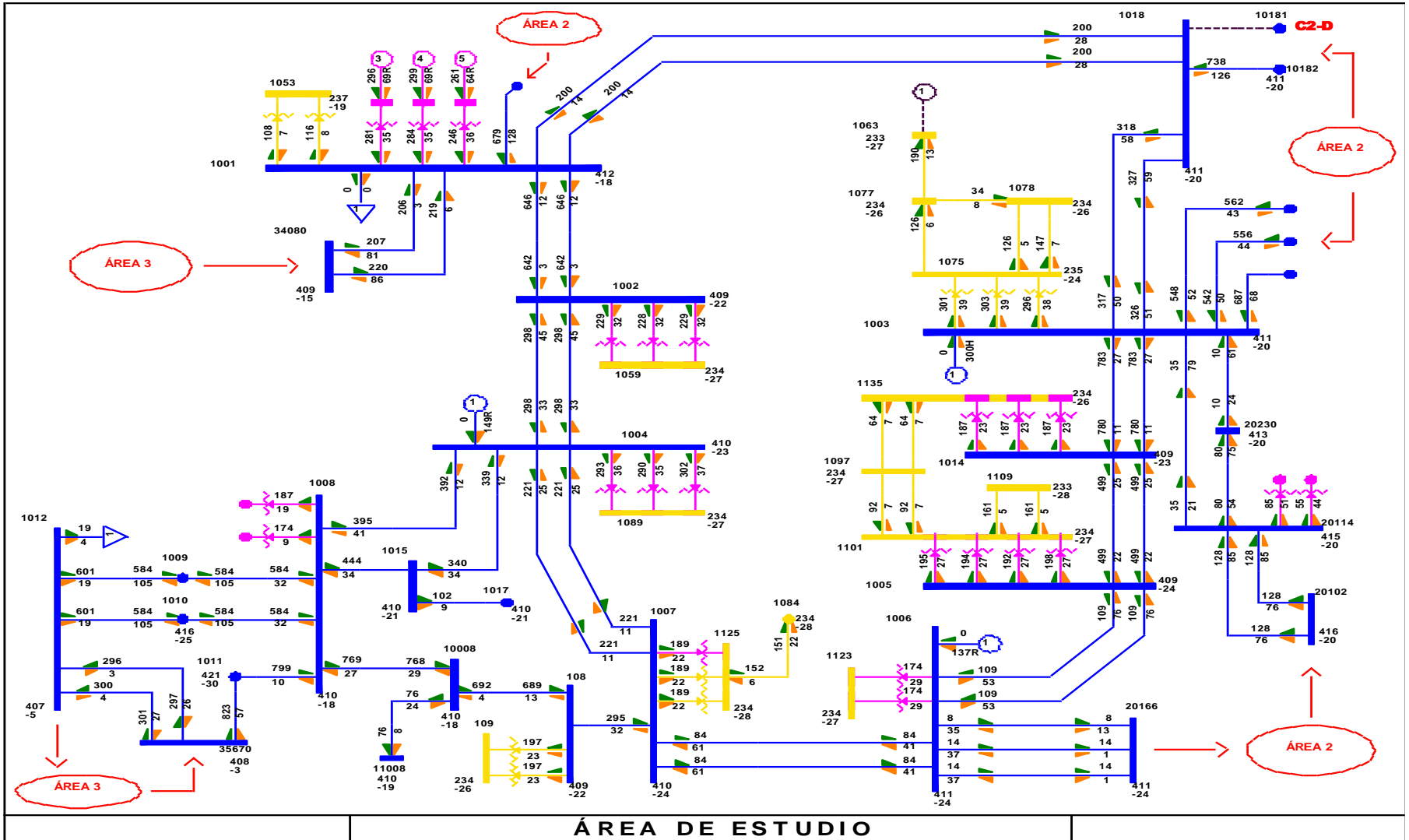


FIGURA 5.7 Condiciones de operación en estado estable del Área 1 considerando la desconexión del circuito de 400 kV 10181 – 20188

5.4.2 Contingencias dobles

A partir del caso base, se procedió a realizar la desconexión sin falla de líneas de doble circuito de 400 kV en el Área 1. De las contingencias dobles más representativas se tienen:

a) Desconexión de los dos circuitos 1003 - 20149

Resultados:

- No se detectaron tensiones en nodos de 400 kV del Área 1, cuyo valor sea menor a 1.0 pu
- No se detectaron LTs de 400 kV del Área 1, con sobrecarga.
- Se detectaron varios enlaces de 230 kV con sobrecarga del orden del 113%, lo cual no debe presentar problema alguno.
- Los tres bancos de transformación de 400/230 kV en la subestación 1003, operan con una sobrecarga del 136% (513 MVA/375 MVA). Situación que debe ser considerada.
- El compensador estático de potencia reactiva en la subestación 1003, alcanza su valor máximo (300 Mvar).

En el diagrama unifilar de la figura 5.8 se muestran las condiciones de operación considerando la desconexión simultánea sin falla de los dos circuitos de 400 kV que conecta a los nodos 1003 – 20149.

b) Desconexión de los dos circuitos 1003 - 1014

Resultados:

- No se detectaron tensiones en nodos de 400 kV del Área 1, cuyo valor sea menor a 1.0 pu
- No se detectaron LTs de 400 kV del Área 1, con sobrecarga.
- No se detectaron LTs de 230 kV del Área 1, con sobrecarga.
- El compensador estático de potencia reactiva en la subestación 1003, alcanza su valor máximo (300 Mvar).

En el diagrama unifilar de la figura 5.9 se muestran las condiciones de operación considerando la desconexión simultánea sin falla de los dos circuitos de 400 kV que conecta a los nodos 1003 – 1014.

c) Desconexión de los dos circuitos 10181 - 20188

Resultados:

- No se detectaron tensiones en nodos de 400 kV del Área 1, cuyo valor sea menor a 1.0 pu
- No se detectaron LTs de 400 kV y 230 kV del Área 1, con sobrecarga.
- El compensador estático de potencia reactiva en la subestación 1003, alcanza su valor máximo (300 Mvar).

En el diagrama unifilar de la figura 5.10 se muestran las condiciones de operación considerando la desconexión simultánea sin falla de los dos circuitos de 400 kV que conecta a los nodos 10181 – 20188.

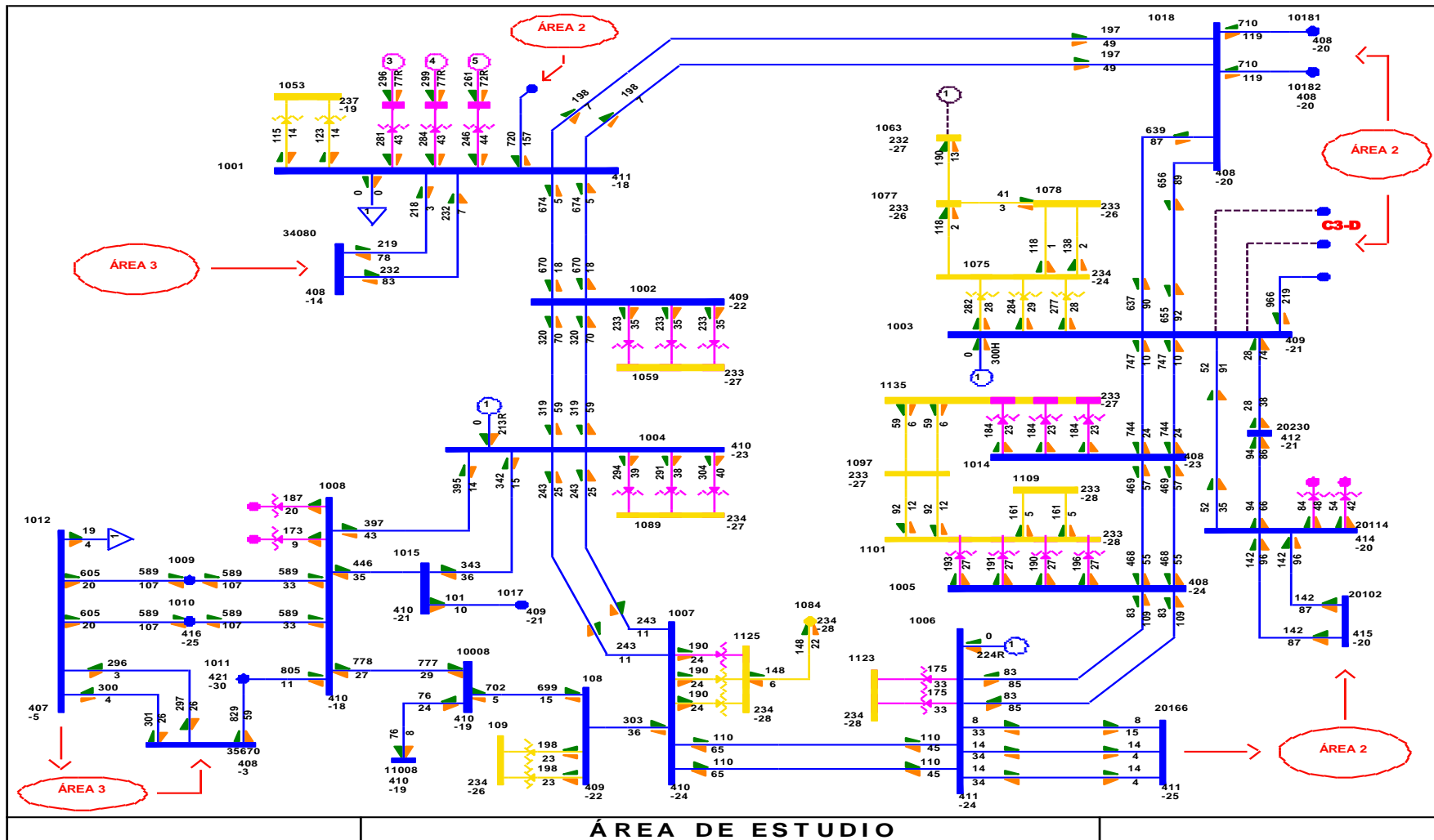


FIGURA 5.8 Condiciones de operación en estado estable del Área 1 considerando la desconexión simultánea de los dos circuitos de 400 kV 1003 – 20149

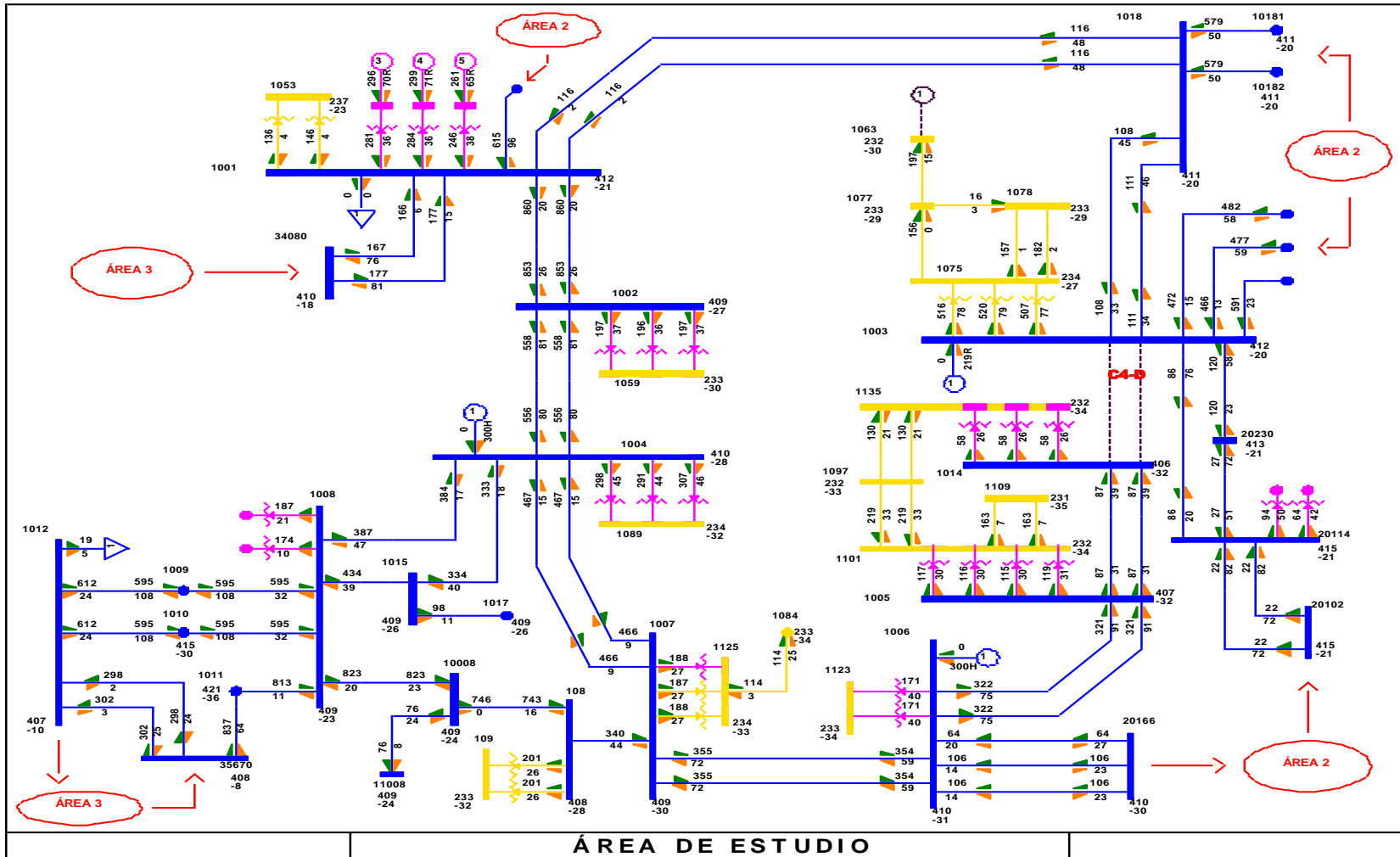


FIGURA 5.9 Condiciones de operación en estado estable del Área 1 considerando la desconexión simultánea de los dos circuitos de 400 kV 1003 – 1014

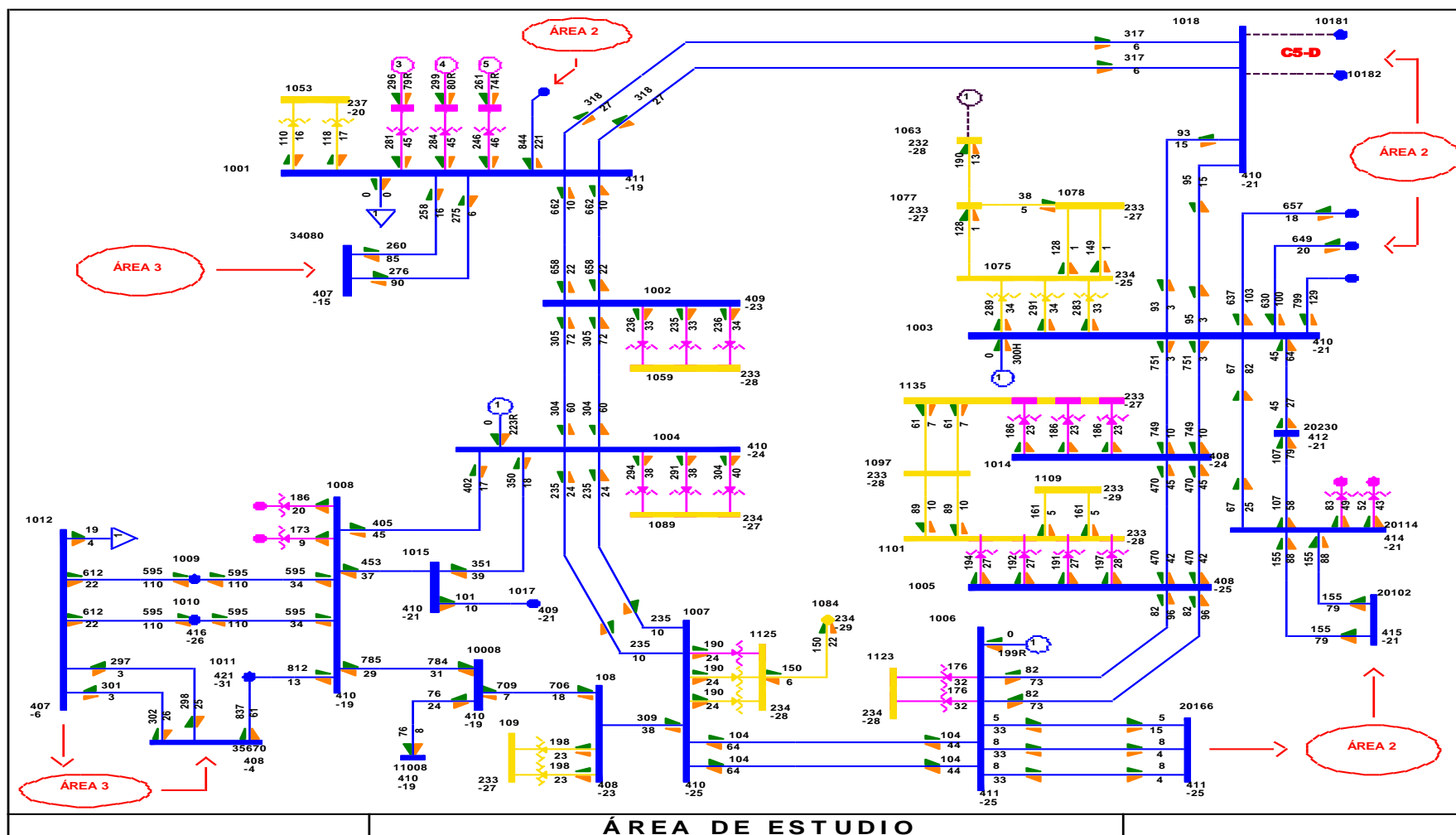


FIGURA 5.10 Condiciones de operación en estado estable del Área 1 considerando la desconexión simultánea de los dos circuitos de 400 kV 10181 – 20188

5.4.3 Contingencia triple

A partir del caso base, se procedió a realizar la desconexión simultánea sin falla de los tres circuitos de 400 kV en el Área 1 que conectan a las subestaciones 1003 y 20149.

Desconexión de los tres circuitos 1003 - 20149

Resultados:

- No se detectaron tensiones en nodos de 400 kV del Área 1, cuyo valor sea menor a 1.0 pu
- No se detectaron LTs de 400 kV del Área 1, con sobrecarga.
- Los dos circuitos de 400 kV 10181 – 20188 presentan un flujo de 920 MVA (77% de su capacidad).
- Los compensadores estáticos de potencia reactiva en las subestaciones 1003, 1004 y 1006 alcanzan su valor máximo (300 Mvar).

En el diagrama unifilar de la figura 5.11 se muestran las condiciones de operación considerando la desconexión simultánea sin falla de los tres circuitos mencionados.

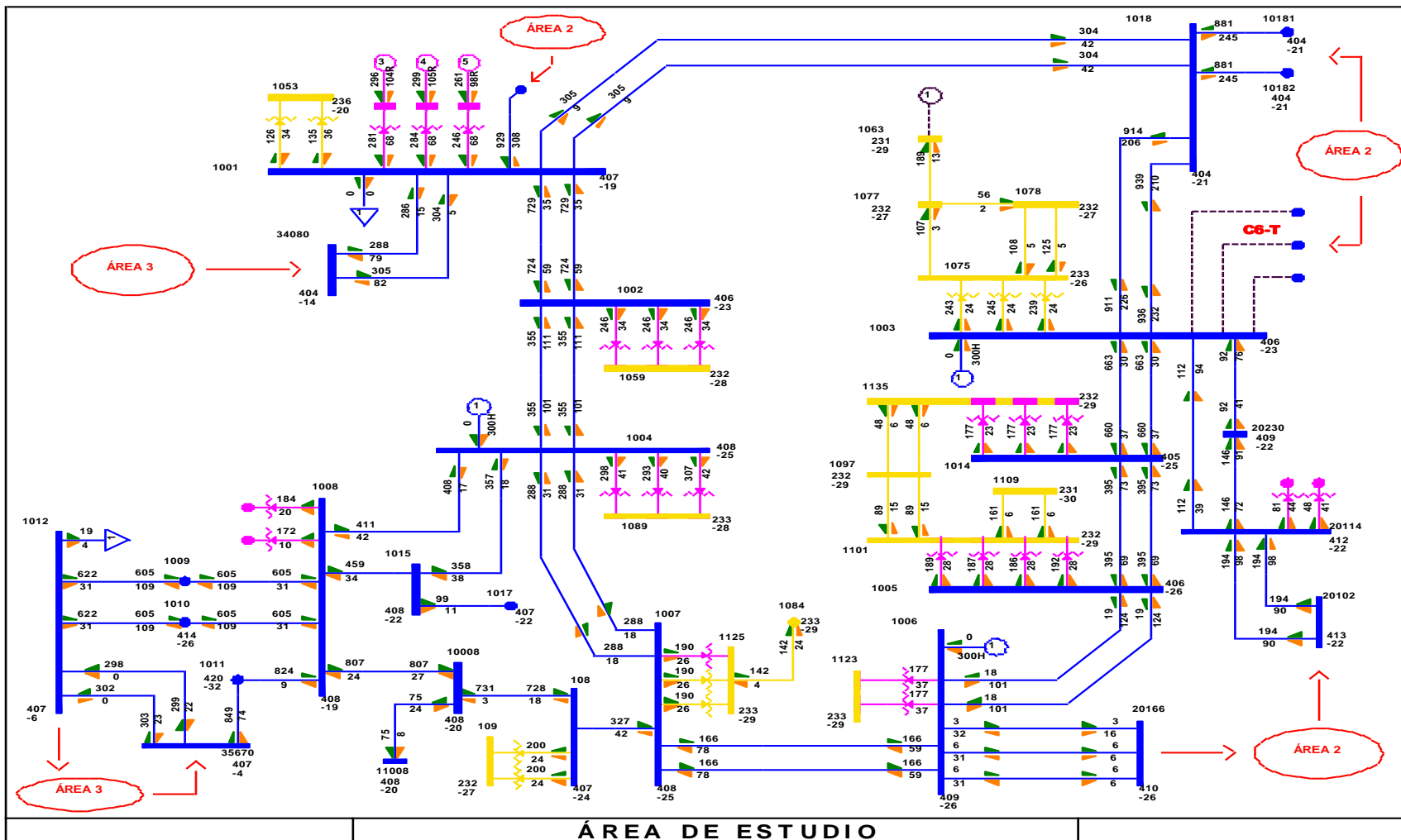


FIGURA 5.11 Condiciones de operación en estado estable del Área 1 considerando la desconexión simultánea sin falla de los tres circuitos de 400 kV 1003 – 20149

5.5 Obtención de curvas P-V

Una vez determinados los nodos y las contingencias de interés, se procede a la obtención de curvas P-V. Como se ha mencionado, a través del análisis de la información que proporcionan, se tendrán resultados parciales de la capacidad de recepción del Área de estudio. Posteriormente, por medio de las curvas V – Q, se confirman dichos resultados.

Procedimiento:

Se incrementa de manera paulatina la carga en el Área 1, observando el comportamiento de la tensión en los nodos de interés. Lo anterior, se llevará a cabo para el caso base y para las seis contingencias determinadas. Las Áreas que suministrarán el incremento de carga son las Áreas 2 y 3.

Con la finalidad de precisar los nodos y contingencias de interés, en la tabla 5.7 se indican los casos que serán analizados, así como los nodos considerados.

TABLA 5.7 CURVAS P – V CONSIDERADAS EN EL ÁREA DE ESTUDIO

NODO	IDENTIFICACIÓN	CONTINGENCIA (DESCONEXIÓN SIN FALLA DE LT'S)
	C1-S	1003 – 20149 circuito 1
1003	C2-S	10181 – 20188 circuito 1
1005	C3-D	1003 – 20149 circuitos 1 y 2
1006	C4-D	1003 – 1014 circuitos 1 y 2
1014	C5-D	10181 – 20188 circuitos 1 y 2
	C6-T	1003 – 20149 circuitos 1, 2 y 3

En la figuras 5.12 se muestran las curvas P-V en los nodos 1003, 1005, 1006 y 1014 considerando incremento en la carga en el Área 1, a partir de las condiciones operativas correspondientes al caso base de la figura 5.5.

Resultados:

Caso base.- Figura 5.12

- Se observa que los nodos 1005 y 1014, además de tener un comportamiento similar, presentan una menor capacidad en el incremento de carga con respecto a los otros nodos. Es decir, son los nodos en los que se deberá tener mayor supervisión.
- Se observa que para una demanda de 9240 MW (incremento de 305 MW en el Área 1), en el nodo 1003 se inicia una disminución en el valor de la tensión en dicho nodo. A partir de 409 kV con el incremento de la carga; la tensión tiende al colapso.

- Con relación al nodo 1006, se observa que para una demanda de 9560 MW (incremento de 625 MW en el Área 1), en el nodo 1006 se inicia una disminución en el valor de la tensión en dicho nodo. A partir de 409 kV con el incremento de la carga; la tensión tiende al colapso.
- Con relación a los nodos 1005 y 1014, se observa que para una demanda de 9250 MW (incremento de 315 MW en el Área 1), se inicia una disminución en el valor de la tensión en dichos nodos. A partir de 407 kV con el incremento de la carga (755 MW); la tensión tiende al colapso.
- Con base a los resultados observados, bajo las condiciones operativas de este caso, se tendría una capacidad de recepción de carga en el Área 1 de 9690 MW, lo cual representa un incremento de 755 MW. Lo anterior, aún cuando los valores de tensión están por arriba de 1.01 pu (407 kV).

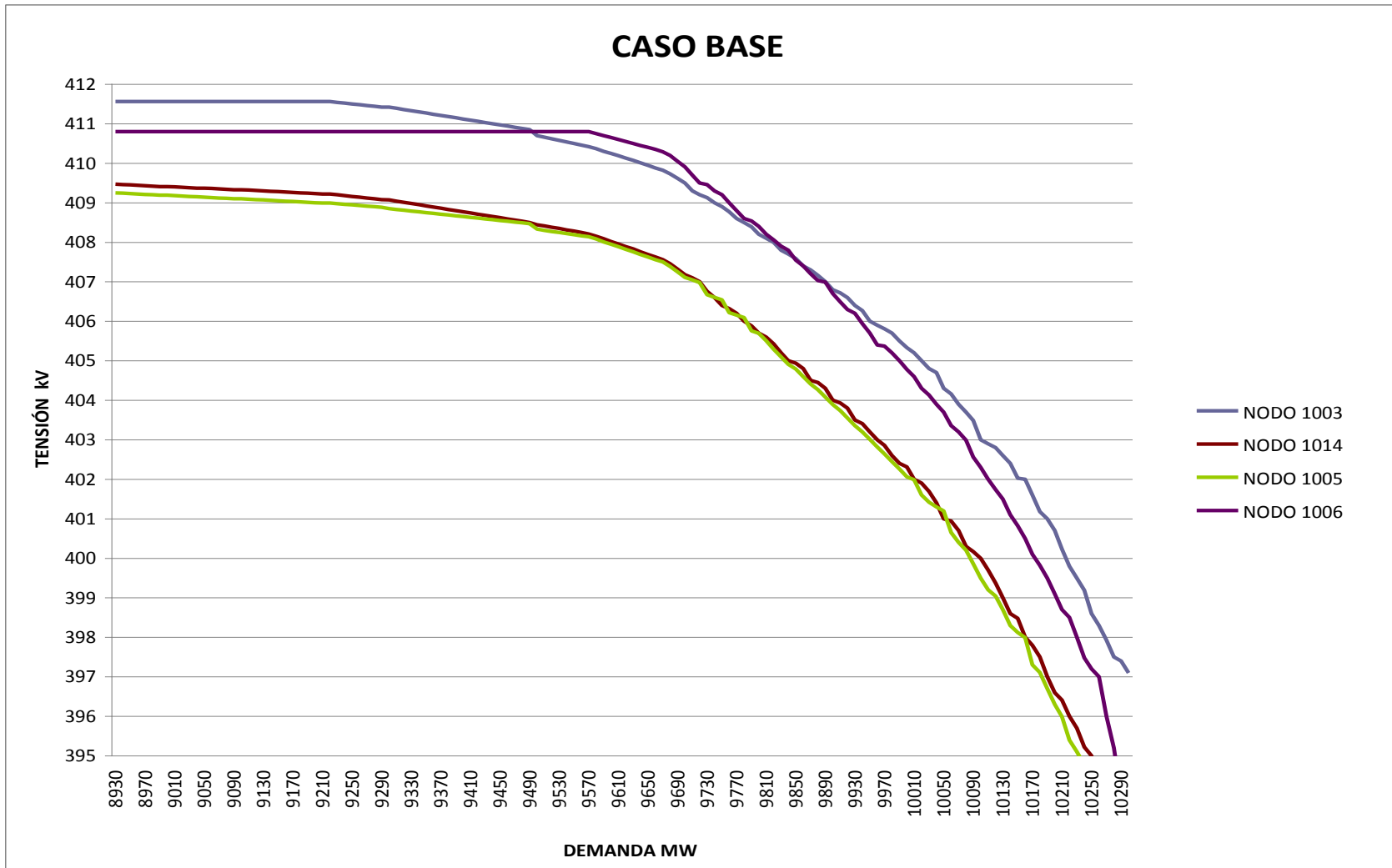


FIGURA 5.12 Tensión en varios nodos de 400 kV en función del incremento de potencia activa en el Área 1, en condiciones de operación correspondientes al caso base

Contingencia sencilla C1-S.- Figura 5.13

- Se confirma que los nodos 1005 y 1014, además de tener un comportamiento similar, presentan una menor capacidad en el incremento de carga con respecto a los otros nodos. Es decir, son los nodos en los que se deberá tener mayor supervisión.
- Se observa que inmediatamente que se inicia el incremento de carga, el valor de la tensión en los nodos 1005 y 1014 tiende a disminuir de manera significativa. A partir de 9410 MW (407 kV), con el incremento de la carga; la tensión tiende al colapso.
- Con base a los resultados observados, bajo las condiciones operativas de este caso, se tendría una capacidad de recepción de carga en el Área 1 de 9410 MW, lo cual representa un incremento de 475 MW. Lo anterior, aún cuando los valores de tensión están por arriba de 1.01 pu (407 kV).

Contingencia sencilla C2-S.- Figura 5.14

- Se confirma que los nodos 1005 y 1014, además de tener un comportamiento similar, presentan una menor capacidad en el incremento de carga con respecto a los otros nodos. Es decir, son los nodos en los que se deberá tener mayor supervisión.
- Se observa que inmediatamente que se inicia el incremento de carga, el valor de la tensión en los nodos 1005 y 1014 tiende a disminuir de manera significativa. A partir de 9440 MW (408 kV), con el incremento de la carga; la tensión tiende al colapso. Para una tensión de 407 kV, la demanda corresponde a un valor de 9510 MW (incremento de 575 MW).
- Con base a los resultados observados, bajo las condiciones operativas de este caso, se tendría una capacidad de recepción de carga en el Área 1 de 9440 MW, lo cual representa un incremento de 475 MW. Lo anterior, aún cuando los valores de tensión están por arriba de 1.01 pu (408 kV).

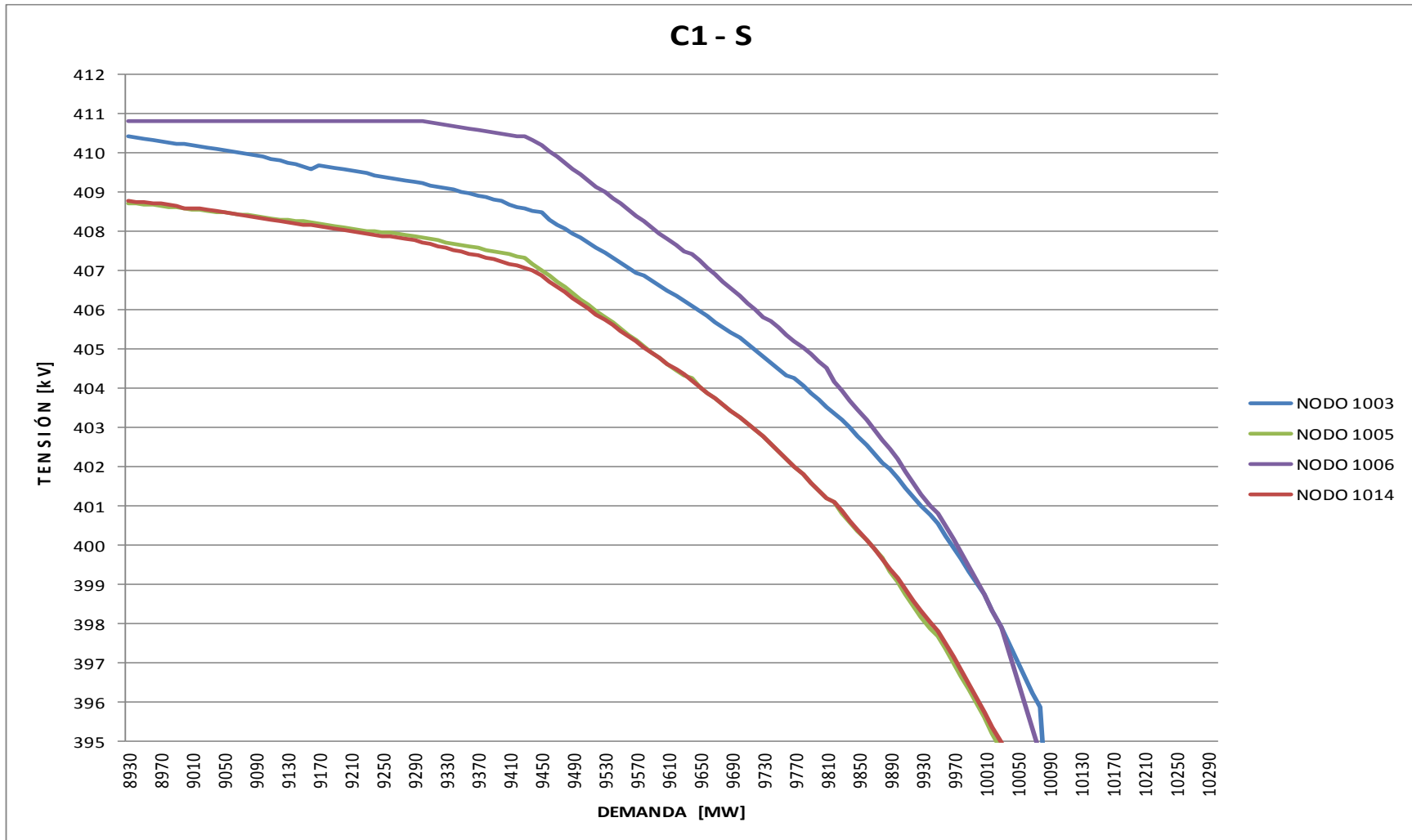


FIGURA 5.13 Tensión en varios nodos de 400 kV en función del incremento de potencia activa en el Área 1, en condiciones de operación correspondientes a la contingencia C1-S

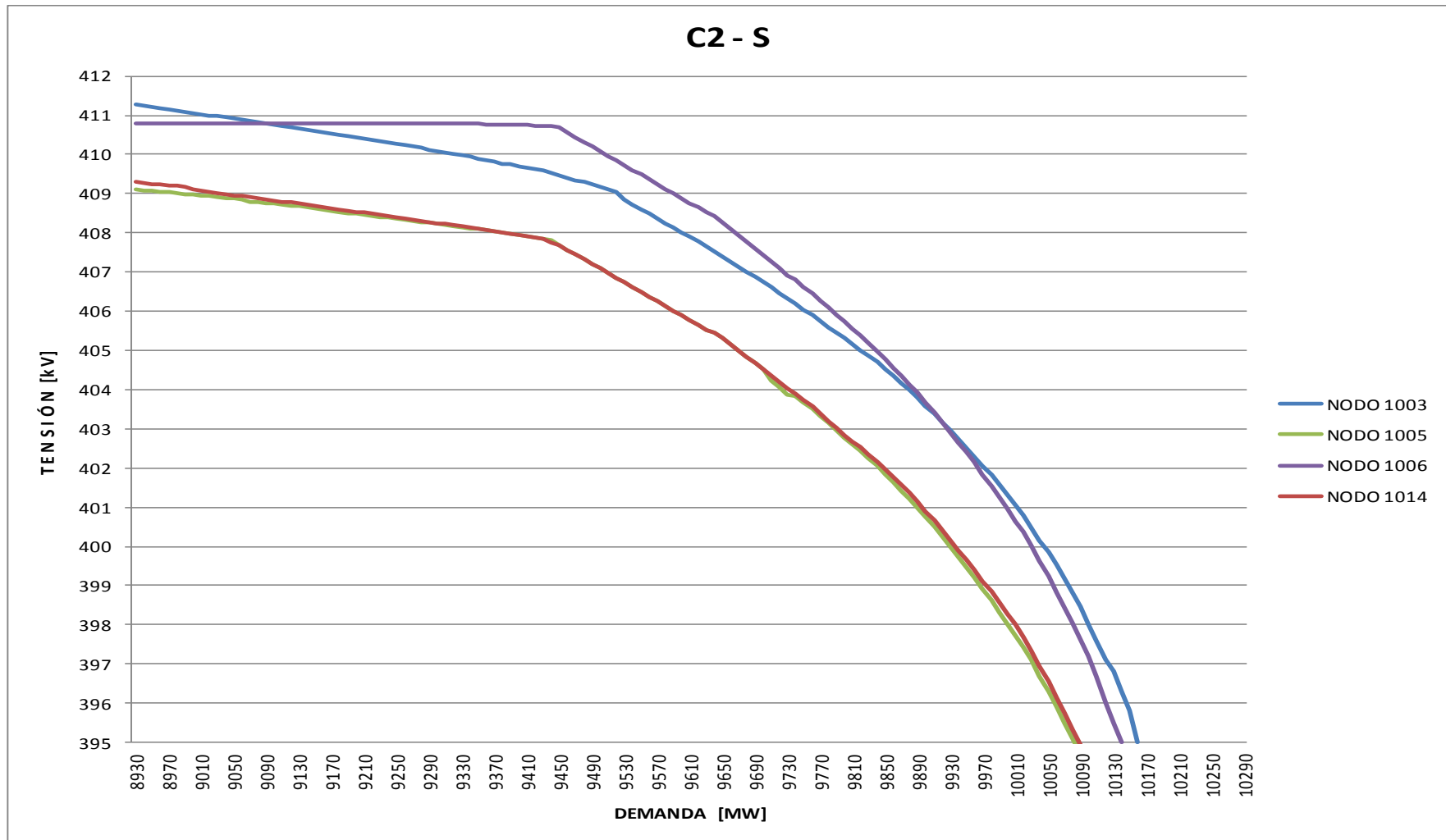


FIGURA 5.14 Tensión en varios nodos de 400 kV en función del incremento de potencia activa en el Área 1, en condiciones de operación correspondientes a la contingencia C2-S

Contingencia doble C3-D.- Figura 5.15

- Se confirma que los nodos 1005 y 1014, además de tener un comportamiento similar, presentan una menor capacidad en el incremento de carga con respecto a los otros nodos.
- Se observa que inmediatamente que se inicia el incremento de carga, el valor de la tensión en los nodos 1005 y 1014 tiende a disminuir de manera significativa. A partir de 9130 MW (407 kV), con el incremento de la carga; la tensión tiende al colapso.
- Con base a los resultados observados, bajo las condiciones operativas de este caso, se tendría una capacidad de recepción de carga en el Área 1 de 9130 MW, lo cual representa un incremento de 195 MW. Lo anterior, aún cuando los valores de tensión están por arriba de 1.01 pu (407 kV).

Contingencia doble C4-D.- Figura 5.16

- Se confirma que los nodos 1005 y 1014, además de tener un comportamiento similar, presentan una menor capacidad en el incremento de carga con respecto a los otros nodos.
- Se observa que inmediatamente que se inicia el incremento de carga, el valor de la tensión en los nodos 1005 y 1014 tiende a disminuir de manera significativa. A partir de 9050 MW ; la tensión tiende al colapso. Para un valor de tensión igual a 407 kV, la demanda es 8970 MW (35 MW de incremento).
- Con base a los resultados observados, bajo las condiciones operativas de este caso, se tendría una capacidad de recepción de carga en el Área 1 de 9050 MW, lo cual representa un incremento de 115 MW. Lo anterior, aún cuando los valores de tensión están por arriba de 1.01 pu (406 kV).

Contingencia doble C5-D.- Figura 5.17

- Se confirma que los nodos 1005 y 1014, además de tener un comportamiento similar, presentan una menor capacidad en el incremento de carga con respecto a los otros nodos.
- Se observa que inmediatamente que se inicia el incremento de carga, el valor de la tensión en los nodos 1005 y 1014 tiende a disminuir de manera significativa. A partir de 9210 MW; la tensión tiende al colapso. Para un valor de tensión igual a 407 kV, la demanda es 9270 MW (335 MW de incremento).
- Con base a los resultados observados, bajo las condiciones operativas de este caso, se tendría una capacidad de recepción de carga en el Área 1 de 9270 MW, lo cual representa un incremento de 335 MW. Lo anterior, aún cuando los valores de tensión son superiores a 406 kV.

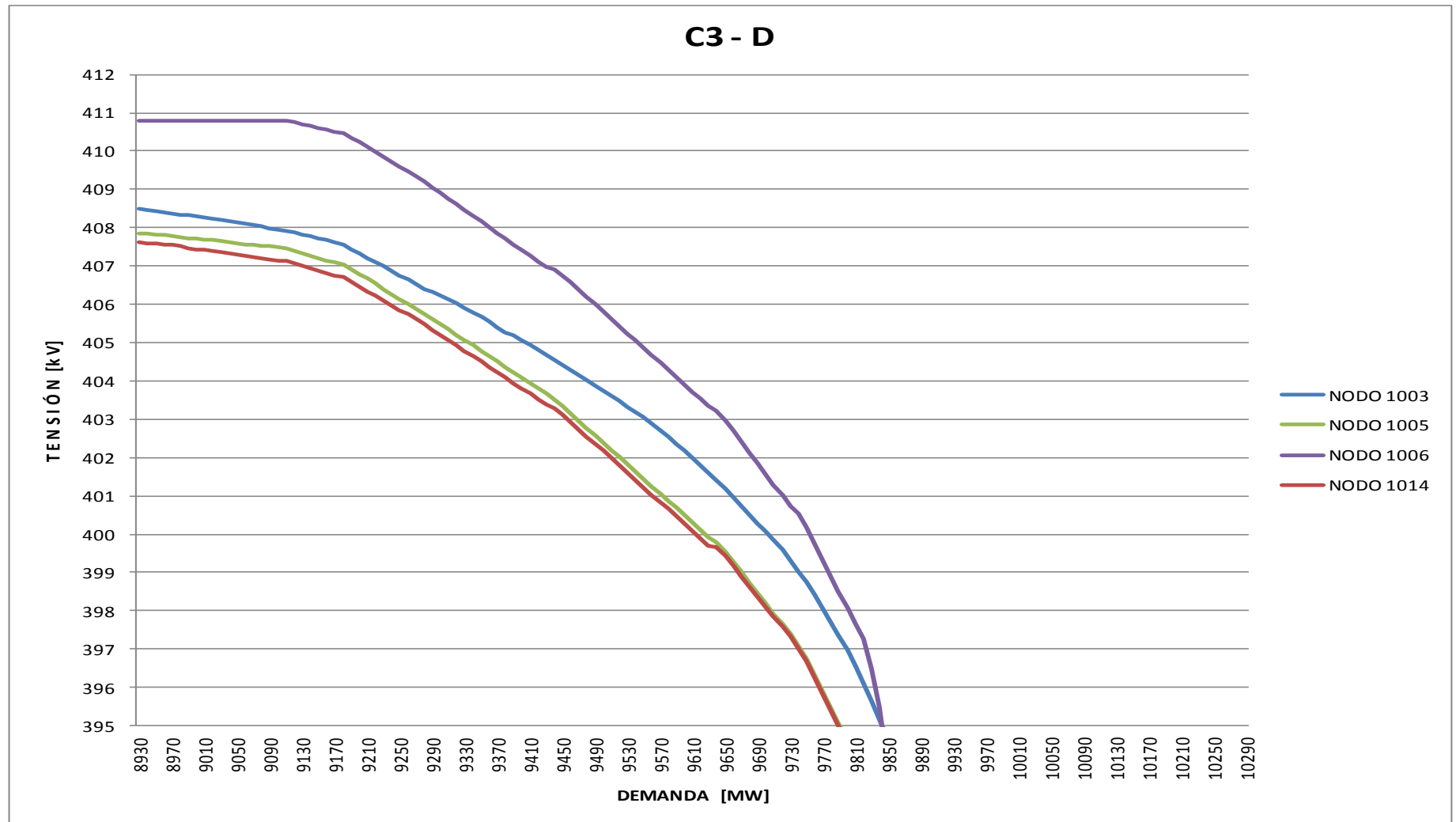


FIGURA 5.15 Tensión en varios nodos de 400 kV en función del incremento de potencia activa en el Área 1, en condiciones de operación correspondientes a la contingencia C3-D

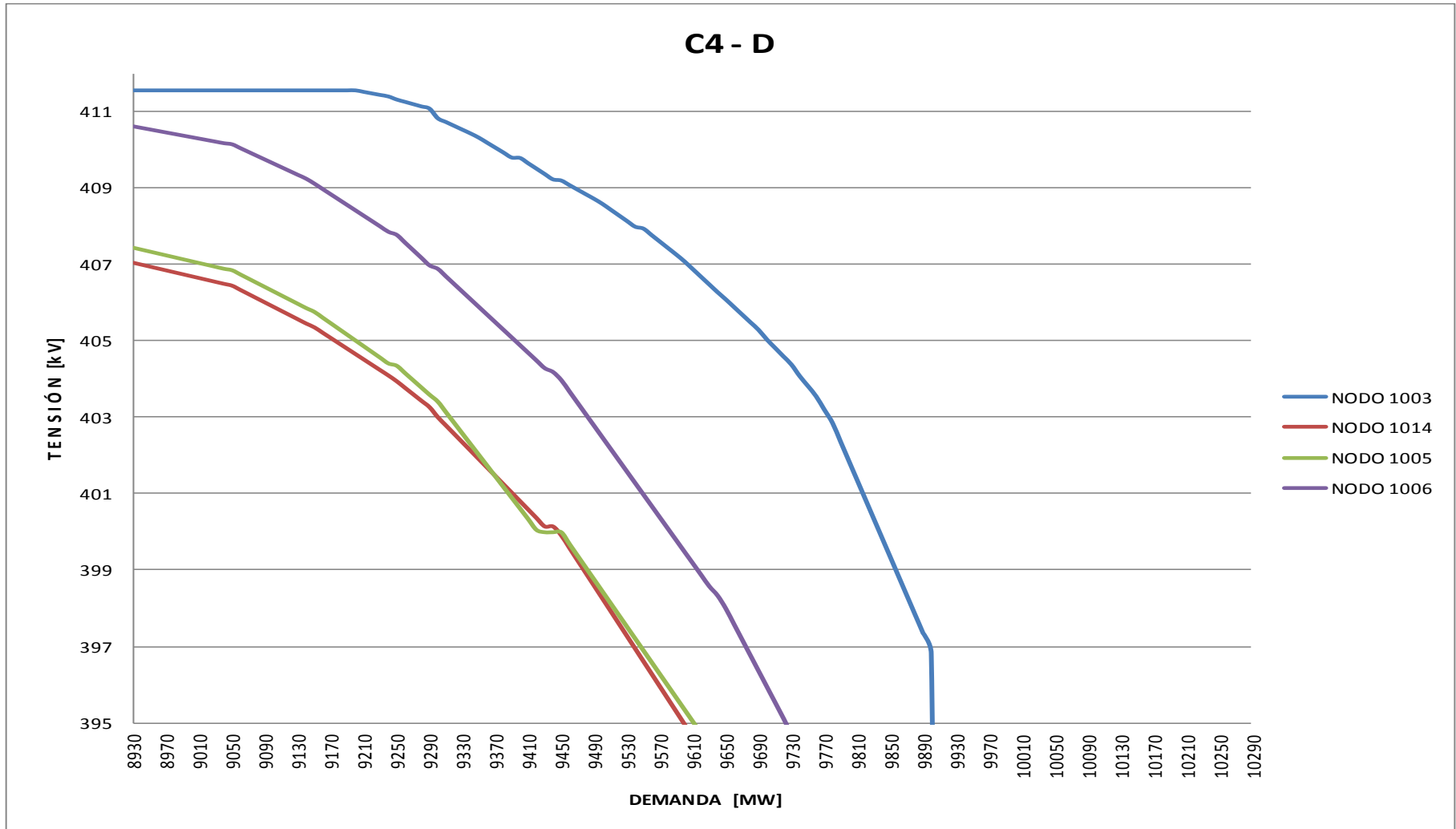


FIGURA 5.16 Tensión en varios nodos de 400 kV en función del incremento de potencia activa en el Área 1, en condiciones de operación correspondientes a la contingencia C4-D

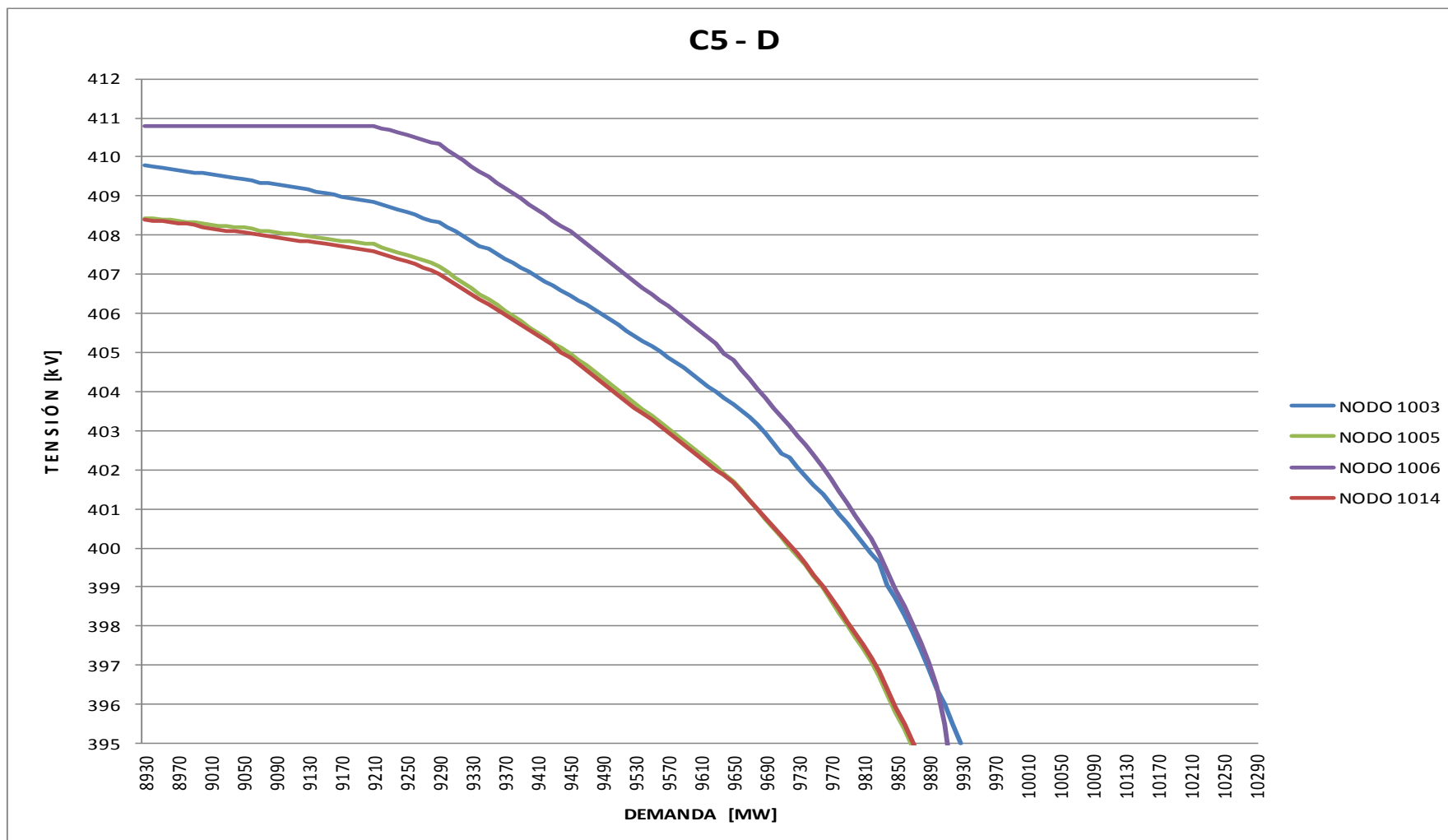


Figura 5.17 Tensión en varios nodos de 400 kV en función del incremento de potencia activa en el Área 1, en condiciones de operación correspondientes a la contingencia C5-D

Contingencia triple C6-T.- Figura 5.18

- Se confirma que los nodos 1005 y 1014, además de tener un comportamiento similar, presentan una menor capacidad en el incremento de carga con respecto a los otros nodos.
- Se observa que antes de que se inicie el incremento de carga, el valor de la tensión en los cuatro nodos es menor al correspondiente en el caso base. Por lo anterior, a medida que se incrementa la carga, el valor de tensión en los cuatro nodos tienden al colapso. Para un valor de tensión igual a 404 kV, la demanda es 9070 MW (135 MW de incremento).
- Con base a los resultados observados, bajo las condiciones operativas de este caso, no se tendría capacidad para incrementar la carga en el Área 1. Lo anterior, aún cuando los valores de tensión son superiores a 405 kV.

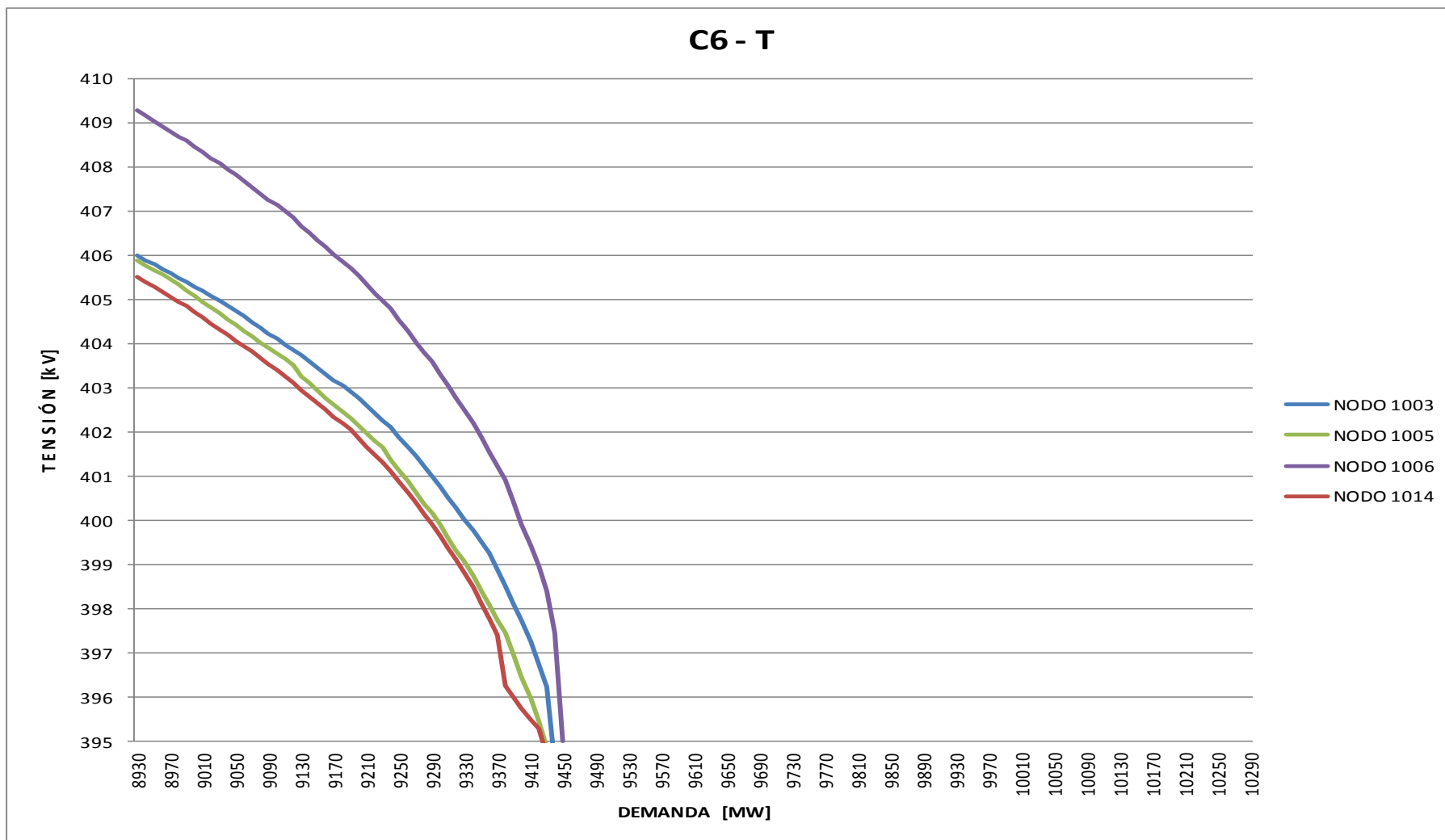


Figura 5.18 Tensión en varios nodos de 400 kV en función del incremento de potencia activa en el Área 1, en condiciones de operación correspondientes a la contingencia C6-T

Resultados parciales:

Con base a los resultados obtenidos y considerando márgenes de seguridad de 0%, 2.5% y 5.0%, en las tablas 5.8 y 5.9, se indica respectivamente la demanda máxima en el Área 1 para las distintas condiciones de operación consideradas (lo anterior tomando como referencia el nodo 1005 y un valor de tensión de 404 kV), así como el incremento de carga en la misma Área.

TABLA 5.8 DEMANDA MÁXIMA EN EL ÁREA 1 PARA LAS DISTINTAS CONDICIONES OPERATIVAS CONSIDERADAS

NODO 1005						
CONDICIÓN	SIN MARGEN DE SEGURIDAD		MARGEN DE SEGURIDAD 2.5 %		MARGEN DE SEGURIDAD 5.0 %	
	TENSIÓN kV	DEMANDA MW	TENSIÓN kV	DEMANDA MW	TENSIÓN kV	DEMANDA MW
CASO BASE	404	9890	407.7	9642.8	408.6	9395.5
C1-S		9650	410.4	9408.8	408.2	9167.5
C2-S		9720	407.3	9477.0	408.4	9234.0
C3-D		9400	407.1	9165.0	407.9	8930.0
C4-D		9260	407.0	9028.5	409.4	8798.0
C5-D		9510	407.4	9272.3	408.2	9034.5
C6-T		9080	409.3	8853.0	409.6	8626.0

TABLA 5.9 INCREMENTO DE CARGA* EN EL ÁREA 1 PARA LAS DISTINTAS CONDICIONES OPERATIVAS CONSIDERADAS

NODO 1005						
CONDICIÓN	SIN MARGEN DE SEGURIDAD		MARGEN DE SEGURIDAD 2.5 %		MARGEN DE SEGURIDAD 5.0 %	
	TENSIÓN kV	DEMANDA MW	TENSIÓN kV	DEMANDA MW	TENSIÓN kV	DEMANDA MW
CASO BASE	404	955	407.7	708	408.6	461
C1-S		715	410.4	474	408.2	233
C2-S		785	407.3	542	408.4	299
C3-D		465	407.1	230	407.9	-5.0
C4-D		325	407.0	94	409.4	-137
C5-D		575	407.4	337	408.2	99.5
C6-T		145	409.3	-82.0	409.6	-309

* Considerando como referencia 8935 MW

En la figura 5.19 se muestra la tensión en el nodo 1005 de 400 kV en función del incremento de carga en el Área 1, para las condiciones de operación correspondientes a los casos analizados.

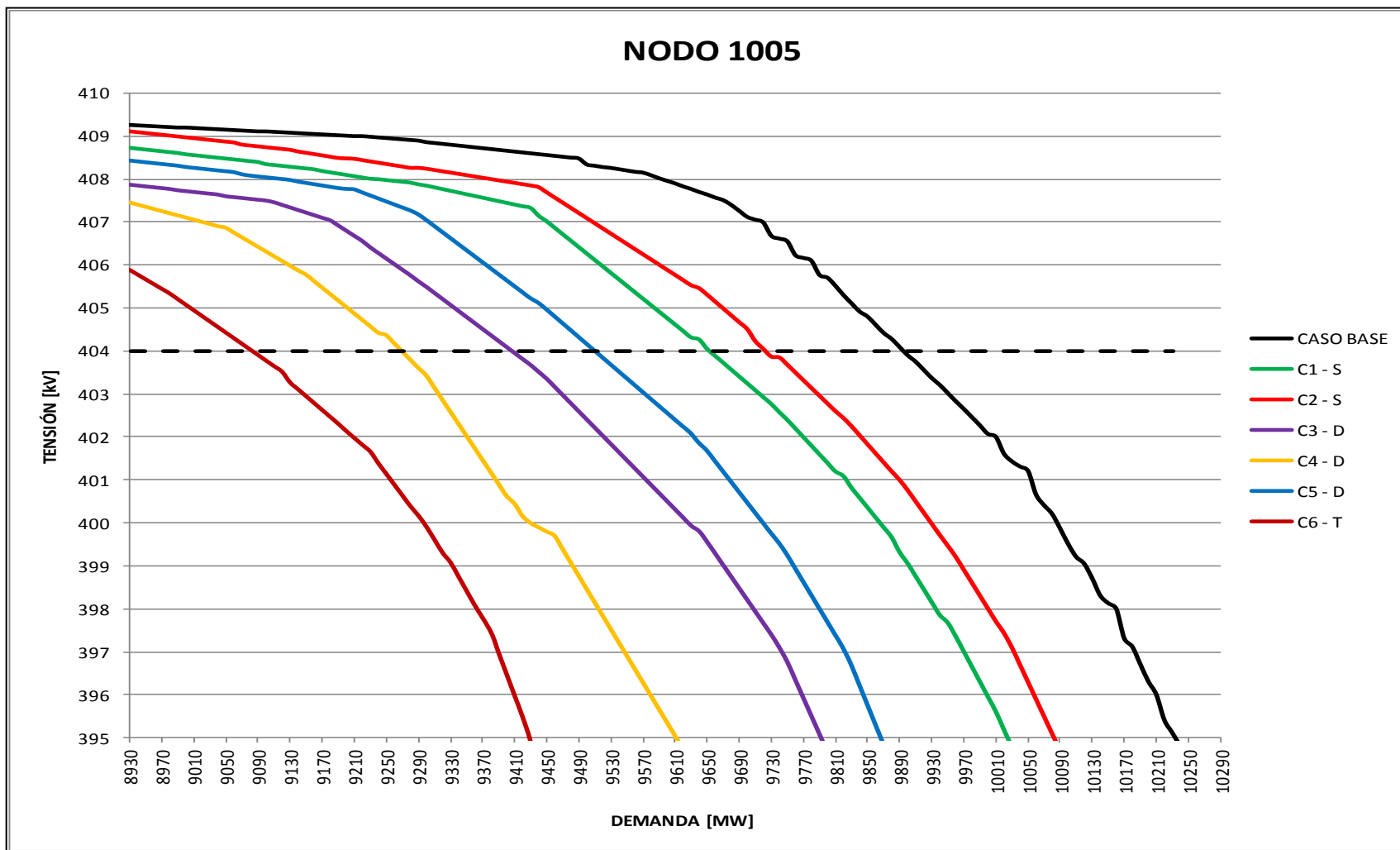


FIGURA 5.19 Tensión en nodo 1005 de 400 kV en función del incremento de potencia activa en el Área 1, bajo diferentes condiciones de operación

De la información proporcionada por las curvas P-V correspondiente a los distintos casos analizados, se puede concluir:

- No solamente es importante la magnitud a la que desciende la tensión, también lo es la pendiente o rapidez con la que lo hace.
- A medida que el margen de seguridad es mayor, la integridad del SEP es mayor.
- A medida que el margen de seguridad es mayor, el costo de producción también es mayor.
- **Considerando un margen de seguridad del 2.5% en el Área 1:**
 - a) Caso base: Incremento de carga hasta 708 MW
 - b) Considerando las contingencias sencillas C1-S y C2-S; el incremento máximo en el valor de la carga sería 474 MW
 - c) Considerando las contingencias dobles C3-D, C4-D y C5-D; el incremento máximo de carga sería 100 MW
 - d) Ante la ocurrencia de la contingencia triple C6-T, se tendría que desconectar del orden de 100 MW. Es decir, el incremento en la carga sería “negativo”

Propuesta preliminar:

- Disponer de un incremento de carga en el Área 1 de hasta 470 MW.
- Ante la ocurrencia de contingencias dobles, desconectar de manera automática del orden de 370 MW (asumiendo que la carga se ha incrementado en 470 MW).
- Ante la ocurrencia de la contingencia triple C6-T, efectuar una desconexión de carga de 570 MW (asumiendo que la carga se ha incrementado en 470 MW).
- La desconexión de carga, se realizaría mediante la supervisión de tensión, considerado un tiempo de ajuste, para evitar desconexión de carga en falso.

5.6 Obtención de curvas V - Q

Con la finalidad de confirmar los resultados preliminares obtenidos, se procede a determinar las curvas V-Q. Como se ha mencionado, este tipo de curvas proporciona información sobre la “cercanía” hacia la inestabilidad de tensión en estado permanente del Área y/o SEP “medida” en un determinado nodo y para una o varias condiciones de operación.

Como uno de los nodos de mayor interés resultó ser el 1005, las curvas V-Q se reportan para este nodo, considerando los siete casos analizados (caso base más las seis contingencias). Primero se hará a partir del caso base el cual considera 8935 MW de demanda en el Área 1, (sin incremento en la carga), posteriormente se obtendrán considerando incremento en la demanda del Área 1.

Procedimiento:

Para cada una de las condiciones de operación determinadas, se cuantifica en el nodo 1005 el margen de reserva de potencia reactiva del Área 1, desde el punto de vista de estabilidad de tensión.

Para cuantificar el margen de potencia reactiva, se fija el valor de tensión en el nodo 1005, por ejemplo, a 1.10 pu y se determina la cantidad de potencia reactiva que el SEP debe suministrar a dicho nodo para tener ese valor de tensión. Posteriormente, se fija el valor de tensión, por ejemplo, a 1.09 pu y se determina la cantidad de potencia reactiva necesaria para mantener ese valor de tensión, y así sucesivamente. De ser posible, cubriendo un rango de 1.10 pu a 0.70 pu. A medida que la tensión disminuye, llegará el momento en que ya no existe solución matemática de las ecuaciones no lineales mediante las cuales se determinan las tensiones nodales; terminándose este proceso.

En la figura 5.20 se muestran las curvas V-Q en el nodo 1005 para los siete casos analizados considerando una demanda de 8935 MW en el Área 1. Es decir, sin considerar incremento de carga.

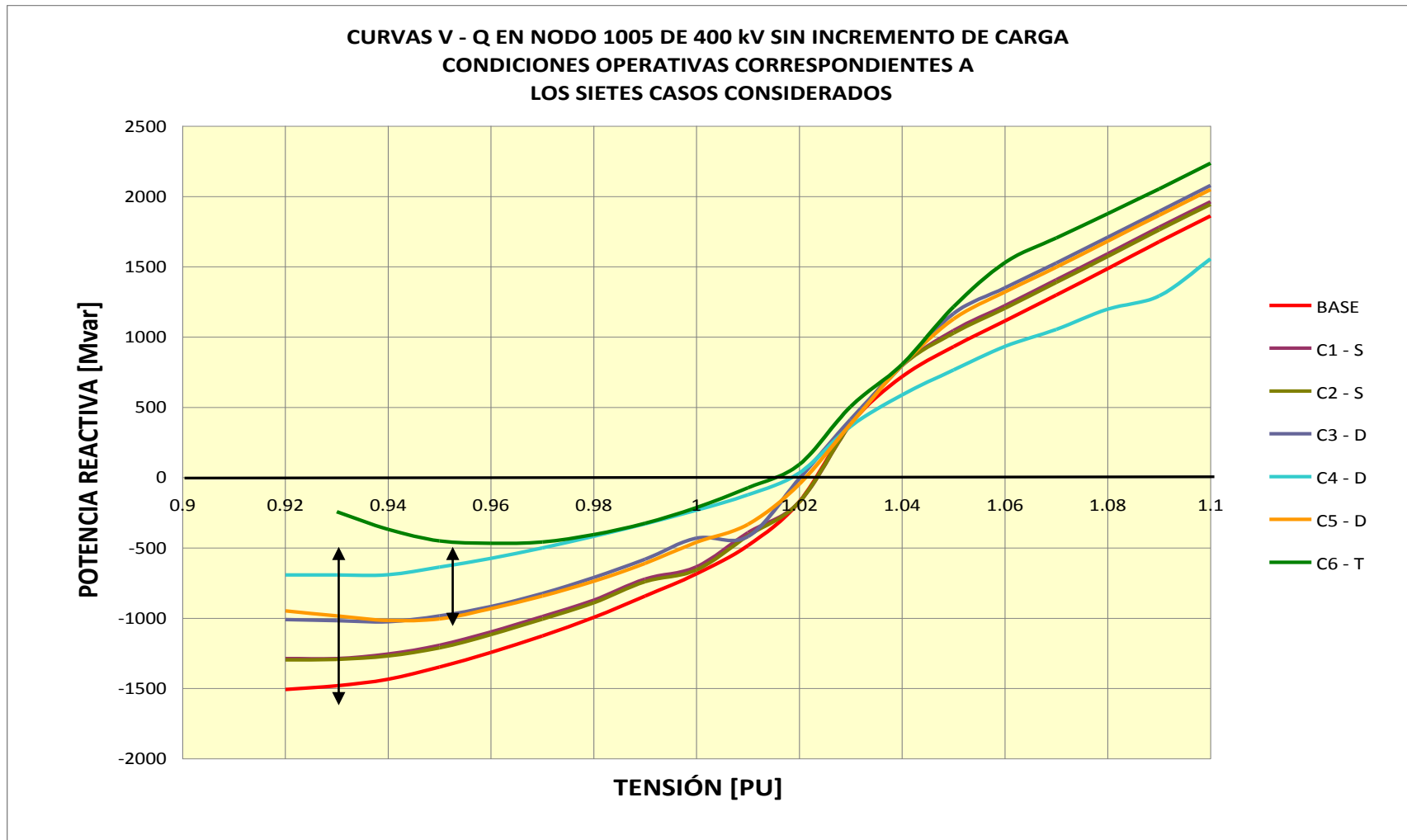


FIGURA 5.20 Márgenes de potencia reactiva en nodo 1005 de 400 kV en función de la tensión en dicho nodo, bajo diferentes condiciones de operación. Sin considerar incremento de carga en el Área 1.

Resultados:

A partir de la información contenida en la figura 5.20, los márgenes de potencia reactiva en el Área 1 son los que se muestran en la tabla 5.10. Como se puede observar, para las contingencias C6-T y C4-D, se tienen los menores márgenes. Sin embargo, el SEP es estable.

TABLA 5.10 MÁRGENES DE POTENCIA REACTIVA EN EL ÁREA 1 PARA DISTINTAS CONDICIONES OPERATIVAS, SIN CONSIDERAR INCREMENTO EN LA DEMANDA DE DICHA ÁREA. *

NODO 1005			
CONDICIÓN	SIN MARGEN DE SEGURIDAD [Mvar]	CON MARGEN DE SEGURIDAD de 2.5% [Mvar]	CON MARGEN DE SEGURIDAD de 5.0% [Mvar]
CASO BASE	-1500.0	-1462.5	-1425.0
C1-S	-1286.0	-1253.9	-1221.7
C2-S	-1288.0	-1255.8	-1223.6
C3-D	-1009.0	-983.8	-958.6
C4-D	-692.0	-674.7	-657.4
C5-D	-1005.0	-919.8	-954.8
C6-T	-368.0	-358.8	-349.6

* Considerando una demanda en el Área 1 de 8935 MW (sin incremento)

En la figura 5.21 se muestran las curvas V-Q en el nodo 1005 para los siete casos analizados considerando un incremento en la demanda de 470 MW en el Área 1.

A partir de la información contenida en la figura 5.21, se tienen los márgenes de potencia reactiva en el Área 1 que se muestran en la tabla 5.11.

TABLA 5.11 MÁRGENES DE POTENCIA REACTIVA EN EL ÁREA 1 PARA DISTINTAS CONDICIONES OPERATIVAS, CONSIDERANDO UN INCREMENTO DE 470 MW EN LA DEMANDA DE DICHA ÁREA. *

NODO 1005			
CONDICIÓN	SIN MARGEN DE SEGURIDAD [Mvar]	CON MARGEN DE SEGURIDAD de 2.5% [Mvar]	CON MARGEN DE SEGURIDAD de 5.0% [Mvar]
CASO BASE	-889	-866.8	-844.6
C1-S	-662	-645.5	-628.9
C2-S	-643	-626.9	-610.9
C3-D	-370	-360.8	-351.5
C4-D	-343	-334.4	-325.9
C5-D	-242	-235.9	-229.9
C6-T	+128.0	+124.8	+121.6

* A partir de una demanda en el Área 1 de 8935 MW

A partir de la información contenida en la figura 5.21, se observa que los márgenes de potencia reactiva en el Área 1, disminuyen de manera significativa al incrementar la carga en el Área 1 en 470 MW. Así por ejemplo, ante la ocurrencia de la contingencia C4-D pasa el margen de potencia reactiva de -692 Mvar a -342 Mvar. Para la contingencia C6-T, pasa de -368 Mvar a +128 Mvar. Es decir, el SEP presentaría inestabilidad por colapso de tensión.

5.7 Conclusiones finales manteniendo la infraestructura del Área 1

Con base a los resultados obtenidos, se pueden elaborar las siguientes conclusiones:

- Las condiciones operativas del SEP y en particular del Área de estudio, son aceptables.
- Las contingencias consideradas serían soportadas por el SEP.
- El incremento de demanda en el Área 1, bajo los criterios y las contingencias consideradas, es:
 - 470 MW considerando un margen de seguridad de 2.5%
 - 230 MW considerando un margen de seguridad del 5%
 - Lo anterior, sin crecimiento en la infraestructura en el Área 1.
- Adicionalmente, se tendría que diseñar e **implantar un esquema de desconexión de carga en el Área 1**, ante la ocurrencia de contingencias dobles y triples, supervisadas por tensión. De esta manera, el SEP permanecería estable.

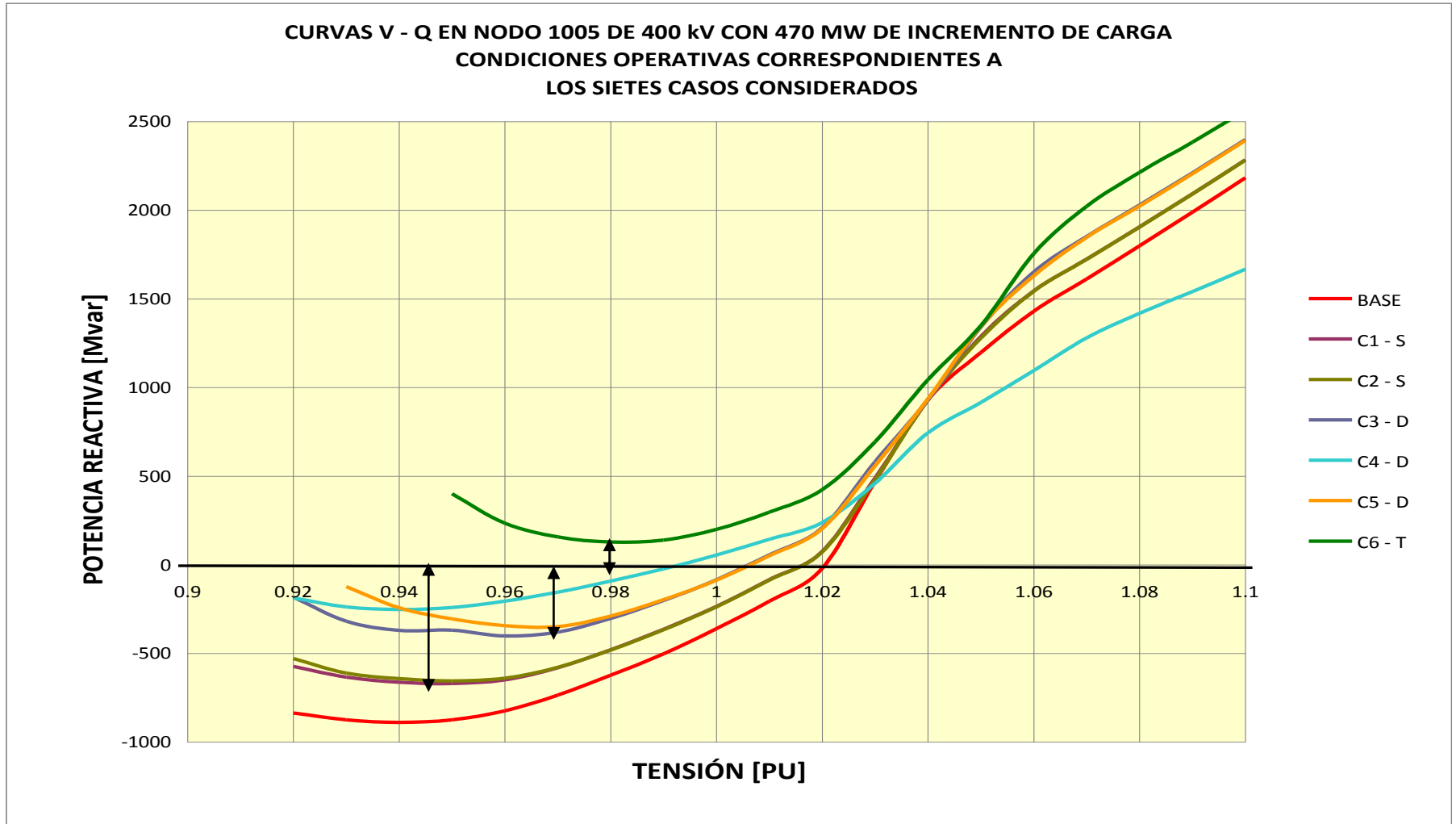


FIGURA 5.21 Márgenes de potencia reactiva en nodo 1005 de 400 kV en función de la tensión en dicho nodo, bajo diferentes condiciones de operación. Se considera un incremento de carga de 470 MW en el Área 1.

5.8 Incremento de carga en el Área 1, considerando la incorporación de compensación capacitiva dinámica

Con la finalidad de observar el impacto que pudiera tener la disponibilidad de un CEV en el Área 1, en el incremento de carga en la misma; se procedió a incorporar compensación capacitiva dinámica en el nodo 1014 de 400 kV, cuyo comportamiento es prácticamente el mismo que el observado en el nodo 1005.

El CEV es de características similares a las que tienen actualmente los CEVs instalados en los nodos 1003, 1004 y 1006 (-90 Mvar a +300 Mvar).

En la figura 5.22 se muestra la tensión en el nodo 1005 en función del incremento de carga en el Área 1, considerando la disponibilidad de un CEV en el nodo 1014. Se comparan los resultados correspondientes a las contingencias C4-D y C6-T. Se observa que el incremento en la carga es significativo. Por ejemplo, en el caso de la contingencia C6-T el incremento pasa de 145 MW a 615 MW.

TABLA 5.12 DEMANDA EN EL ÁREA 1 CONSIDERANDO LA DISPONIBILIDAD DE UN CEV EN EL NODO DE 400 kV 1014. SIN CONSIDERAR MARGEN DE SEGURIDAD

NODO 1005					
CONDICIÓN	TENSIÓN [kV]	SIN CEV EN NODO 1014		CON CEV EN NODO 1014	
		DEMANDA ÁREA 1 [MW]	INCREMENTO ÁREA 1 [MW]	DEMANDA ÁREA 1 [MW]	INCREMENTO ÁREA 1 [MW]
C4-D	404	9260	325	9840	905
C6-T		9080	145	9550	615

* A partir de una demanda en el Área 1 de 8935 MW

En la figura 5.23 se muestra el margen de potencia reactiva en el nodo 1005 de 400 kV en función de la tensión en dicho nodo, considerando un incremento de carga de 470 MW en el Área 1. Se observa el efecto de disponer de un CEV en el nodo 1014, mejoraría de manera significativa los márgenes de potencia reactiva. Por ejemplo, para la condición que considera la contingencia C6-T, el valor del margen de potencia reactiva pasa de +128 Mvar a -172 Mvar. Es decir, de ser un nodo inestable pasa a ser un nodo estable. Para el caso que considera la contingencia C4-D, el margen de reserva de potencia reactiva pasa de -250 Mvar a -553 Mvar. Es decir, el nodo incrementa su margen de potencia reactiva poco más del doble.

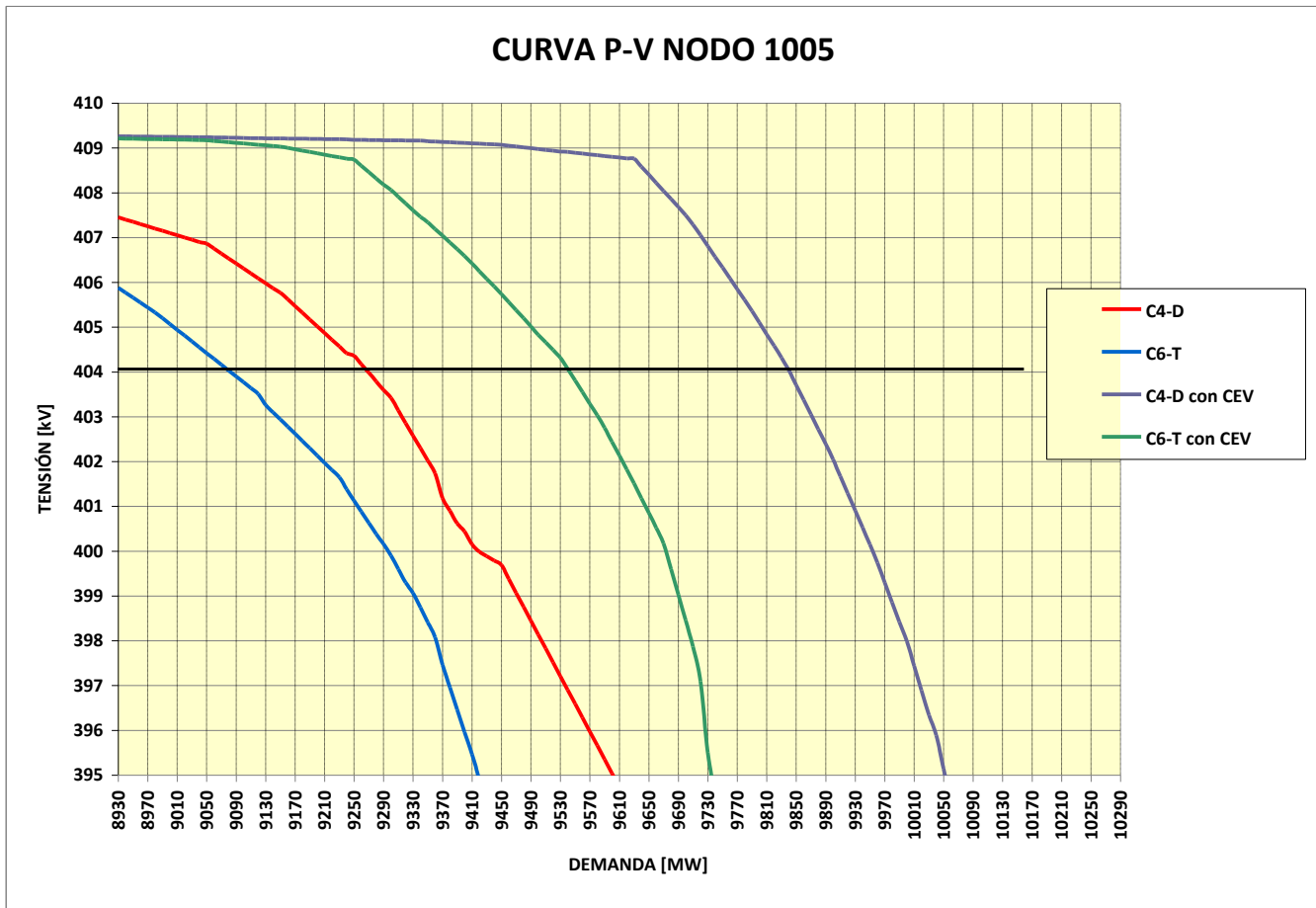


FIGURA 5.22 Tensión en nodo 1005 de 400 kV en función del incremento de carga en el Área 1. Se muestra el efecto de disponer de un CEV en el nodo de 400 kV 1014

5.8.1 Conclusiones finales considerando la incorporación de compensación adicional en el Área 1

El disponer de un CEV en el Área 1, permitiría:

- Disponer de un incremento en la demanda en el Área 1, bajo los criterios considerados:
 - 470 MW considerando un margen de seguridad de 2.5%
 - 230 MW considerando un margen de seguridad del 5%
- Ante la ocurrencia de las contingencias consideradas, **no se requeriría la desconexión de carga.**

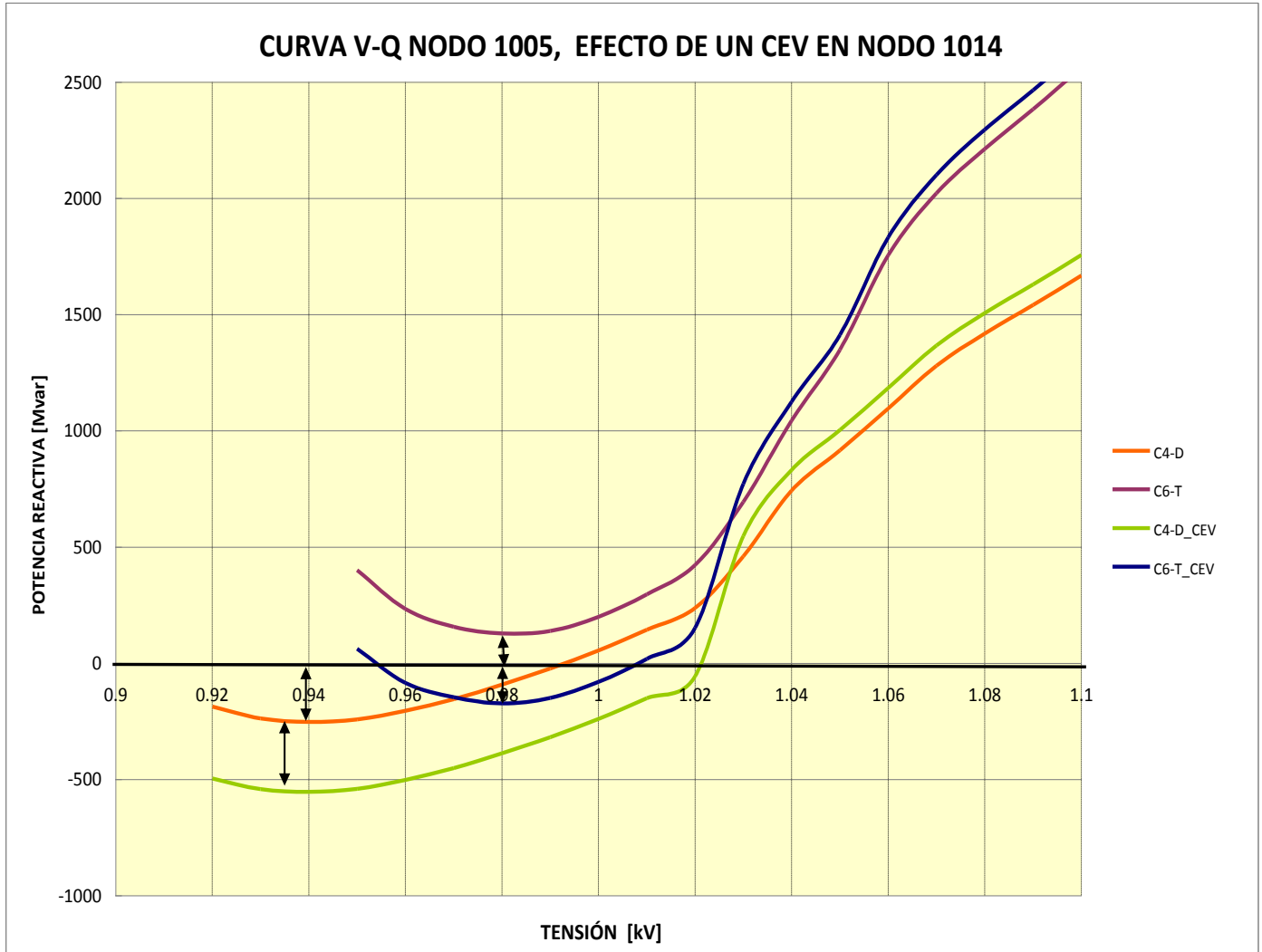


FIGURA 5.23 Márgenes de potencia reactiva en nodo 1005 de 400 kV en función de la tensión en dicho nodo, considerando un incremento de carga de 470 MW en el Área 1. Se presenta el efecto de disponer de un CEV en el nodo 1014

Conclusiones:

- ⇒ El análisis de la estabilidad de tensión en un Sistema Eléctrico de Potencia, es un tema de mucha importancia, debido a que mediante la aplicación de sus resultados, se puede evitar un colapso de tensión parcial o total.
- ⇒ Es sumamente importante la modelación adecuada de los componentes del Sistema Eléctrico de Potencia, así como la validez de sus parámetros y el establecimiento de las condiciones operativas del mismo.
- ⇒ La aplicación de técnicas de análisis en estado estable permiten obtener resultados confiables que pueden permitir tomar decisiones sobre la operación y planeación del Sistema Eléctrico de Potencia. Nos permiten, entre otros, determinar sobrecarga en líneas de transmisión y en transformadores, determinación de márgenes de estabilidad de tensión y determinar la infraestructura del SEP para satisfacer los requerimientos impuestos por el crecimiento de la demanda.
- ⇒ Para la determinación de la demanda máxima que se puede alimentar en el Área de estudio, fue necesario analizar el comportamiento del Sistema Eléctrico tanto en condiciones normales y bajo la ocurrencia de contingencias.

⇒ De acuerdo a los resultados obtenidos, se tiene:

a) Manteniendo la infraestructura del SEP

- Las condiciones operativas del SEP y en particular del Área de estudio, son aceptables.
- Las contingencias consideradas serían soportadas por el SEP.
- El incremento de demanda en el Área 1, bajo los criterios y las contingencias consideradas, es:
 - 470 MW considerando un margen de seguridad de 2.5%
 - 230 MW considerando un margen de seguridad del 5%
- Adicionalmente, se tendría que diseñar e implantar un esquema de desconexión de carga en el Área 1, ante la ocurrencia de contingencias dobles y triples, supervisadas por tensión. De esta manera, el SEP permanecería estable.

b) Incrementando la infraestructura del SEP con un CEV de ± 300 MVAr en la Subestación de 400 kV 1014; permitiría:

- Disponer de un incremento en la demanda en el Área 1, bajo los criterios considerados:
 - **470 MW considerando un margen de seguridad de 2.5%**
 - **230 MW considerando un margen de seguridad del 5%**
- Ante la ocurrencia de las contingencias consideradas, **no se requeriría la desconexión de carga.**

⇒ Fue muy interesante e importante para nosotros el haber tenido la oportunidad de analizar el comportamiento de un Sistema Eléctrico de Potencia real, en condiciones normales de operación y bajo la ocurrencia de contingencias.

Recomendaciones:

- ⇒ Complementar este tipo de estudios, mediante el análisis dinámico del Sistema Eléctrico de Potencia. Desafortunadamente, por falta de información; no fue posible incorporarlo en el presente trabajo. Sin embargo, como ya se ha mencionado, en el análisis en estado estable se asume un comportamiento adecuado de los diferentes componentes del SEP.
- ⇒ Un análisis de estabilidad dinámica, nos permitiría complementar lo efectuado, al disponer de un mayor detalle en el modelado del Sistema Eléctrico, al incluir, entre otros, los sistemas de regulación de tensión y velocidad de las unidades generadoras.

GLOSARIO

Amper (A): Unidad de medida de la intensidad de corriente eléctrica, cuyo símbolo es A. Se define como el número de cargas igual a 1 coulomb que pasar por un punto de un material en un segundo. ($1A= 1C / s$). Su nombre se debe al físico francés André Marie Ampere.

Auto transformador: Transformador con sus bobinados conectados en serie. Su conexión tiene efecto en la reducción de su tamaño.

Barra colectora (nodo): Conductor eléctrico rígido, ubicado en una subestación con la finalidad de servir como conector de dos o más circuitos eléctricos.

Banco de transformación: Conjunto de tres transformadores o auto transformadores, conectados entre sí para que operen de la misma forma que un transformador o auto transformador trifásico.

Bobina: Enrollamiento de un cable conductor alrededor de un cilindro sólido o hueco, con lo cual y debido a la especial geometría obtiene importantes características magnéticas.

Cable: Conductor formado por un conjunto de hilos, ya sea trenzados o torcidos.

Cableado: Circuitos interconectados de forma permanente para llevar a cabo una función específica. Suele hacer referencia al conjunto de cables utilizados para formar una red de área local.

Caída de tensión: Es la diferencia entre la tensión de transmisión y de recepción.

Calidad: Es la condición de tensión, frecuencia y forma de onda del servicio de energía eléctrica, suministrada a los usuarios de acuerdo con las normas y reglamentos aplicables.

Capacidad: Medida de la aptitud de un generador, línea de transmisión, banco de transformación, de baterías, o capacitores para generar, transmitir o transformar la potencia eléctrica en un circuito; generalmente se expresa en MW o kW, y puede referirse a un solo elemento, a una central, a un sistema local o bien un sistema interconectado.

Capacidad de generación: Máxima carga que un sistema de generación puede alimentar, bajo condiciones establecidas, por un período de tiempo dado.

Capacidad de transmisión: Potencia máxima que se puede transmitir a través de una línea de transmisión; tomando en cuenta restricciones técnicas de operación como: el límite térmico, caída de tensión, límite de estabilidad en estado estable, etc.

Capacidad disponible (en un sistema): Suma de las capacidades efectivas de las unidades del sistema que se encuentra en servicio o en posibilidad de dar servicio durante el período de tiempo considerado.

Capacidad efectiva: Carga máxima que puede tomar la unidad en las condiciones que prevalecen y corresponde a la capacidad de placa corregida por efecto de degradaciones permanentes en equipos que componen a la unidad y que inhabilitan al generador para producir la potencia nominal.

Capacidad instalada: Potencia nominal o de placa de una unidad generadora, o bien se puede referir a una central, un sistema local o un sistema interconectado.

Capacidad Rodante: Es la potencia máxima que se puede obtener de las unidades generadoras sincronizadas al Sistema Eléctrico Nacional.

Capacitor: Dispositivo que almacena carga eléctrica y está formado (en su forma más sencilla) por dos placas metálicas separadas por una lámina no conductora o dieléctrico. Estos dispositivos se utilizan, entre otras cosas, para reducir caídas de tensión en el sistema de distribución. También se le conoce como **condensador**

Carga: Cantidad de potencia que debe ser entregada en un punto dado de un sistema eléctrico.

Carga Interrumpible: Es la carga que puede ser interrumpida total o parcialmente conforme a lo establecido en las tarifas vigentes para este efecto.

Carga promedio: Carga hipotética constante que en un período dado consumiría la misma cantidad de energía que la carga real en el mismo tiempo.

Central generadora: Lugar y conjunto de instalaciones utilizadas para la producción de energía eléctrica. Dependiendo del medio utilizado para producir dicha energía, recibe el nombre correspondiente.

Circuito: Trayecto o ruta de una corriente eléctrica, formado por conductores, que transporta energía eléctrica entre fuentes.

Conductor: Cualquier material que ofrezca mínima resistencia al paso de una corriente eléctrica. Los conductores más comunes son de cobre o de aluminio y pueden estar aislados o desnudos.

Confiabilidad: Es la habilidad del Sistema Eléctrico para mantenerse integrado y suministrar los requerimientos de energía eléctrica en cantidad y estándares de calidad, tomando en cuenta la probabilidad de ocurrencia de la contingencia sencilla más severa.

Consumo (gasto): Cantidad de un fluido en movimiento, medido en función del tiempo; el fluido puede ser electricidad.

Consumo de energía: Potencia eléctrica utilizada por toda o por una parte de una instalación de utilización durante un período determinado de tiempo.

Consumo energético: Gasto total de energía en un proceso determinado.

Contingencia: Anormalidad en el sistema de control de una central, subestación o punto de seccionamiento alternativo instalado en el sistema de la distribución de energía eléctrica.

Continuidad: Es el suministro ininterrumpido del servicio de energía a los usuarios, de acuerdo a las normas y reglamentos aplicables.

Control Automático de Generación: Es el equipo que de manera automática ajusta los requerimientos de generación de un Área de Control, manteniendo sus intercambios programados más la respuesta natural del Área ante variaciones de frecuencia.

Control remoto: Control a distancia por medio de señal eléctrica, mecánica, neumática o combinación de éstas.

Corriente: Es el flujo de electrones a través de un conductor. Su intensidad se mide en Amperes (A).

Cortocircuito: Conexión accidental o voluntaria de dos bornes a diferentes potenciales. Lo que provoca un aumento de la intensidad de corriente que pasa por ese punto, pudiendo generar un incendio o daño a la instalación eléctrica.

Cuchilla: Es el instrumento compuesto de un contacto móvil o navaja y de un contacto fijo o receptor. La función de las cuchillas consiste en seccionar, conectar o desconectar circuitos eléctricos sin carga por medio de una pértiga o por medio de un motor.

Despachabilidad: Característica operativa de una unidad de generación de modificar su generación o de conectarse o desconectarse a requerimiento del CENACE.

Despacho de carga: Es la asignación del nivel de generación de las unidades generadoras, tanto propias como de permisionarios y compañías extranjeras con quienes hubiere celebrado convenios para la adquisición de energía eléctrica, considerando los flujos de potencia en líneas de transmisión, subestaciones y equipo.

Diferencia de potencial: Tensión entre dos puntos. Es la responsable de que circule corriente por el conductor, para que funcionen los receptores a los que está conectada la línea.

Disparo: Apertura automática de un dispositivo por funcionamiento de la protección para desconectar uno o varios elementos de un circuito, subestación o sistema.

Disparo de carga: Procedimiento para desconectar, en forma deliberada, carga del sistema como respuesta o una pérdida de generación y con el propósito de mantener su frecuencia en su valor nominal.

Disponibilidad: Característica que tienen las unidades generadoras de energía eléctrica, de producir potencia a su plena capacidad en momento preciso en que el despacho de carga se lo demande.

Disturbio: Es la alteración de las condiciones normales del Sistema Eléctrico Nacional originada por caso fortuito o fuerza mayor, generalmente breve y peligrosa, de las condiciones normales del Sistema Eléctrico Nacional o de una de sus partes y que produce una interrupción en el servicio de energía eléctrica o disminuye la confiabilidad de la operación.

Distribución: Es la conducción de energía eléctrica desde los puntos de entrega de la transmisión hasta los puntos de suministro a los Usuarios.

Efecto Joule: Calentamiento del conductor al paso de la corriente eléctrica por el mismo. El valor producido en una resistencia eléctrica es directamente proporcional a la intensidad, a la diferencia de potencial y al tiempo.

Emergencia: Condición operativa de algún elemento, de un sistema eléctrico considerada de alto riesgo y que pudiera degenerar en un accidente de disturbio.

Energía: La energía es la capacidad de los cuerpos o conjunto de éstos para efectuar un trabajo. Todo cuerpo material que pasa de un estado a otro produce fenómenos físicos que no son otra cosa que manifestaciones de alguna transformación de la energía. Capacidad de un cuerpo o sistema para realizar un trabajo. La energía eléctrica se mide en kilowatt-hora (kWh).

Energía atómica o nuclear: La que mantiene unidas las partículas en el núcleo de cada átomo. Al unirse dos átomos ligeros para formar uno mayor se llama fusión; al partirse un átomo en dos o más fragmentos se llama fisión, al realizarse cualquiera de estos procesos se libera energía calorífica y radiante.

Energía eólica: La energía cinética que se aprovecha por el movimiento del aire al accionar unas aspas fijas o móviles la cual se transforma en mecánica y acoplada a un turbo generador se transforma en energía eléctrica; su aprovechamiento va en función de la velocidad del viento y de la tecnología del aerogenerador.

Energía geotérmica: Es la energía calorífica proveniente del núcleo de la tierra, la cual se desplaza hacia arriba en el magma que fluye a través de las fisuras en las rocas sólidas y semisólidas del interior de la tierra; la cual se utiliza para generar energía mecánica y eléctrica.

Energía hidráulica: Es la energía potencia del agua de los ríos y lagos que se aprovecha en una caída de agua, por diferencia de altura en una presa o por el paso de ésta, la cual se transforma en energía mecánica por el paso del agua por una rueda hidráulica o turbina acoplada a un turbogenerador que la transforma en energía eléctrica.

Energizar: Permitir que el equipo adquiera potencial eléctrico.

Equipo: Dispositivo que realiza una función específica utilizando como una parte de o en conexión con una instalación eléctrica, para la operación.

Equipo Disponible: Es el que no está afectado por alguna licencia y que puede ponerse en operación en cualquier momento.

Equipo Vivo: Es el que está energizado.

Equipo Muerto: Es el que no está energizado.

Equipo Librado: Es aquel en que se ejerció la acción de librar.

Estabilidad: Es la condición en la cual el Sistema Eléctrico Nacional o una parte del permanece unida eléctricamente ante la ocurrencia de disturbios.

Estación: Es la instalación que se encuentra dentro de un espacio delimitado que tiene una o varias de las siguientes funciones: generar, transformar, recibir, transmitir y distribuir energía eléctrica.

Estados de Operación del Sistema Eléctrico Nacional:

- **NORMAL:** Es aquel en el que se opera sin violar límites operativos y con suficientes márgenes de reserva de modo Sistema que se puede soportar la contingencia sencilla más severa sin violación de límites operativos en post-disturbio.
- **ALERTA:** Es aquel en el que se opera sin violar límites operativos y con margen de reserva tal que la ocurrencia de una contingencia sencilla puede provocar la violación de límites operativos en post-disturbio sin segregación de carga y con el sistema integrado:
- **EMERGENCIA:** Es aquel que se opera violando límites operativos y con margen de reserva tal que la ocurrencia de una contingencia sencilla puede provocar la segregación de carga y/o desintegración del sistema.
- **EMERGENCIA EXTREMA:** Es aquel en el que operativos, afectación de carga, formación de islas o laguna combinación de lo anterior, este estado de operación es típicamente de post-disturbio.
- **RESTAURATIVO:** Aquel donde las islas eléctricas que permanecen activas suministran una parte de la demanda y donde los esfuerzos de control del grupo de operadores del Sistema Eléctrico Nacional están encaminados a lograr un estado de operación normal, que pudiera alcanzarse gradualmente dependiendo de los recursos con que se cuente.

Factor de carga: Relación entre el consumo en un período de tiempo especificado y el consumo que resultaría de considerar la demanda máxima de forma continua en ese mismo período.

Factor de demanda: Relación entre la demanda máxima registrada y la carga total conectada al sistema. Relación entre la potencia máxima absorbida por un conjunto de instalaciones durante un intervalo de tiempo determinado y la potencia instalada de este conjunto.

Factor de operación: Relación entre el número de horas de operación de una unidad o central entre el número total de horas en el período de referencia.

Factor de planta: Conocido también como factor de utilización de una central, es la relación entre la energía eléctrica producida por un generador o conjunto de generadores, durante un intervalo de tiempo determinado y la energía que habría sido producida si este generador o conjunto de generadores hubiese funcionado durante ese intervalo de tiempo, a su potencia máxima posible en servicio. Se expresa generalmente en por ciento.

Factor de potencia: Coseno de ángulo formado por el desfase existente entre la tensión y la corriente en un circuito eléctrico alterno; Se interpreta como una expresión del rendimiento de la transmisión de energía, porque relaciona la potencia utilizable P con la que es necesario aportar S .

Falla: Es una alternación o daño permanente o temporal en cualquier parte del equipo, que varía sus condiciones normales de operación y que generalmente causa un disturbio. || 2. Perturbación que impide la operación normal.

Frecuencia: Número de veces que la señal alterna se repite en un segundo. Su unidad de medida es el hertz (Hz).

Fuentes Alternas de Energía: Otras fuentes de energía en su forma natural, tales como la eólica, solar, biomasa y mareomotriz.

Generación de energía eléctrica: Producción de energía eléctrica por el consumo de alguna otra forma de energía.

Generador: Es el dispositivo electromagnético por medio del cual se convierte la energía mecánica en energía eléctrica.

Generadores: Son todas aquellas unidades destinadas a la producción de energía eléctrica.

Giga Watt (GW): Múltiplo de la potencia activa, que equivale a mil millones de watts.

Hertz (Hz): Un hertz es la unidad de la frecuencia en las corrientes alternas y en la teoría de las ondas. Es igual a una vibración o a un ciclo por segundo.

Inducción: La inducción electromagnética es la producción de una diferencia de potencia eléctrica (o tensión) a lo largo de un conductor situado en un campo magnético cambiante. Es la causa fundamental del funcionamiento de los generadores, motores eléctricos y la mayoría de las demás máquinas eléctricas.

Instalación: Es la infraestructura creada por el Sector Eléctrico, para la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, así como la de los permisionarios que se interconectan con el sistema.

Interrupción: Es la suspensión del suministro de energía eléctrica debido a causas de fuerza mayor, caso fortuito, a la realización de trabajos de mantenimiento, ampliación o modificación de las instalaciones, a defectos en las instalaciones del usuario, negligencia o culpa del mismo, a la falta de pago oportuno, al uso de energía eléctrica a través de instalaciones que impidan el funcionamiento normal de los instrumentos de control o de medida, a que las instalaciones del usuario no cumplan con las normas técnicas reglamentarias, el uso de energía eléctrica en condiciones que violen lo establecido en contrato respectivo, cuando no se haya celebrado contrato respectivo; y cuando se haya conectado un servicio sin la autorización de la Comisión.

Interruptor: Dispositivo electromecánico que abre o cierra circuitos eléctricos y tiene la capacidad de realizarlo en condiciones de corriente nominal o en caso extremo de cortocircuito; su apertura y cierre puede ser de forma automática o manual.

Joule: Es la unidad de energía que se utiliza para mover un kilogramo masa a lo largo de una distancia de un metro, aplicando una aceleración de un metro por segundo al cuadrado y su abreviatura es J.

Kilowatt (kW): Es un múltiplo de la unidad de medida de la potencia eléctrica y representa 1,000 Watts.

Kilowatt-hora (kWh): Unidad de energía utilizada para registrar los consumos.

Línea de transmisión: Es el conductor físico por medio del cual se transporta energía eléctrica, a niveles de tensión alto y medio, principalmente desde los centros de generación a los centros de distribución y consumo. // Elemento de transporte de energía entre dos instalaciones del sistema eléctrico.

Mantenimiento: Es el conjunto de actividades para conservar las obras e instalaciones en adecuado estado de funcionamiento.

Margen de Regulación Primaria: Es el rango de generación disponible en la unidad por regulación primaria.

Margen de Regulación Secundaria: Es la reserva rodante disponible para el control automático de generación.

Mega watt (MW): Múltiplo de la potencia activa, que equivale a un millón de watts.

Motor eléctrico: Aparato que permite la transformación de energía eléctrica en energía mecánica, esto se logra mediante la rotación de un campo magnético alrededor de unas espiras o bobinado.

Ohm: Unidad de medida de la resistencia eléctrica. Equivale a la resistencia al paso de la electricidad que produce un material por el cual circula un flujo de corriente de un amperio, cuando está sometido a una diferencia de potencial de un Volt. Su símbolo es Ω .

Operación: Es la aplicación del conjunto organizado de técnicas y procedimientos destinados al uso y funcionamiento adecuado de elementos para cumplir con un objetivo.

Perturbación: Acción y efecto de trastornar el estado estable del sistema eléctrico.

Planta: Sinónimo de central, estación cuya función consiste en generar energía eléctrica.

Potencia: Es el trabajo o transferencia de energía realizada en la unidad de tiempo. Se mide en Watt (W).

Potencia Activa (P): representa la capacidad de un circuito para realizar un proceso de transformación de la energía eléctrica en trabajo. Esta potencia es, por lo tanto, la realmente consumida por los circuitos y, en consecuencia, cuando se habla de demanda eléctrica, es esta potencia la que se utiliza para determinar dicha demanda.

Potencia Aparente (S): también llamada "potencia total", es el resultado de la suma geométrica de las potencias activa y reactiva. Esta potencia es la que realmente suministra una planta eléctrica cuando se encuentra funcionando al vacío, es decir, sin ningún tipo de carga conectada al circuito eléctrico es potencia activa. Su unidad de medida es el volt-ampere (VA).

Potencia Eléctrica: Tasa de producción, transmisión o utilización de energía eléctrica, generalmente expresada en Watts.

Potencia instalada: Suma de potencias nominales de máquinas de la misma clase (generadores, transformadores, convertidores, motores) en una instalación eléctrica.

Potencia máxima: Valor máximo de la carga que puede ser mantenida durante tiempo especificado.

La potencia reactiva (Q): no es una potencia (energía) realmente consumida en la instalación, ya que no produce trabajo útil debido a que su valor medio es nulo. Aparece en un circuito eléctrico en la que existen bobinas o condensadores, y es necesaria para crear campos magnéticos y eléctricos en dichos componentes. Se representa por Q y se mide en volt-amperes reactivos (VAr).

Potencia real: Parte de la potencia aparente que produce trabajo. Comercialmente se mide en KW.

Producción de una central: Energía eléctrica efectivamente generada por una central durante un período determinado.

Protección: Es el conjunto de relevadores y aparatos asociados que disparan los interruptores necesarios para separar equipo fallado, o que hacen operar otros dispositivos como válvulas, extintores y alarmas, para evitar que el daño aumente de proporciones o que se propague.

Red de distribución: Es un conjunto de alimentadores interconectados y radiales que suministran a través de los alimentadores la energía a los diferentes usuarios.

Red Troncal: Dependiendo del sector se entiende:

- a) Medio físico primario de la red de comunicaciones.
- b) Conjunto de centrales generadoras, línea de transmisión y estaciones eléctricas que debido a su función y/o ubicación se consideran de importancia vital para un sistema.

Regulación Primaria: Es la respuesta automática medida en MW. De la unidad generadora al activarse el sistema de gobierno de la misma, ante un cambio en la frecuencia eléctrica del sistema con respecto a su valor nominal.

Regulación Secundaria: Es la aportación en MW de la unidad generadora en forma manual o automática para establecer la frecuencia eléctrica a su valor nominal de 60Hz.

Resistencia: Cualidad de un material de oponerse al paso de una corriente eléctrica. La resistencia depende de la longitud del conductor, su material, de su sección y de la temperatura del mismo. Las unidades de la resistencia son Ω .

Sincronizar: Es el conjunto de acciones que deben realizarse para conectar al Sistema Eléctrico Nacional en cada instante.

Sistema de distribución: Es el conjunto de subestaciones y alimentadores de distribución, ligados eléctricamente, que se encuentran interconectados en forma radial para suministrar la energía eléctrica.

Sistema Eléctrico: Instalaciones de generación, transmisión y distribución, físicamente conectadas entre sí, operando como una unidad integral, bajo control, administración y supervisión.

Sistema Eléctrico Nacional (SEN): Es el conjunto de instalaciones destinadas a la Generación Transmisión, Distribución y venta de energía eléctrica de servicio público en toda la República, estén o no interconectadas.

Sistema Interconectado Nacional (SIN): Es la porción del Sistema Eléctrico Nacional que permanece unida eléctricamente.

Subestación: Conjunto de aparatos eléctricos localizados en un mismo lugar, y edificaciones necesarias para la conversión o transformación de energía eléctrica o para el enlace entre dos o más circuitos.

Subestación de distribución: Subestación que sirve para alimentar una red de distribución de energía eléctrica.

Subestación de transformación: Subestación que incluye transformadores.

Tensión: Potencial eléctrico de un cuerpo. La diferencia de tensión entre dos puntos produce la circulación de corriente eléctrica cuando existe un conductor que los vincula. Se mide en Volt (V) y vulgarmente se la suele llamar tensión. La tensión de suministro en los hogares de México es de 110 V.

Transformación: Es la modificación de las características de la tensión y de la corriente eléctrica para adecuarlas a las necesidades de transmisión y distribución de la energía eléctrica.

Transformador: Dispositivo que sirve para convertir el valor de un flujo eléctrico a un valor diferente. De acuerdo con su utilización se clasifica de diferentes maneras.

Transmisión: Es la conducción de energía eléctrica desde las plantas de generación o puntos interconexión hasta los puntos de entrega para su distribución.

Turbina: Motor primario accionado por vapor, gas o agua, que convierte en movimiento giratorio la energía cinética del medio.

Unidad: Es la máquina rotatoria, compuesta de un motor primario ya sea: turbina hidráulica, de vapor, de gas, o motor diesel, acoplados a un generador eléctrico, se incluyen además la caldera y el transformador de potencia.

Unidad de Control Automático de Generación: Es cuando la generación de la unidad está controlada y supervisada desde un centro de control, según corresponda, a través de equipos y/o programas de control automático de generación, dentro de límites y condiciones establecidas.

Volt (V): Se define como la diferencia de potencial a lo largo de un conductor cuando una corriente de un Amper utiliza un Watt de potencia. Unidad del Sistema Internacional.

Volt-ampere (VA): Unidad de potencia eléctrica aparente.

Volt – ampere reactivo (VAr): Unidad de potencia eléctrica reactiva.

Watt (W): Es la unidad que mide potencia. Se abrevia W y su nombre se debe al físico inglés James Watt.

Zona: Unidad mínima del Sistema Eléctrico Nacional considerada para fines de estudio del mercado eléctrico.

BIBLIOGRAFÍA

- (1) H.P.St.CLAIR, *“Practical concepts in capability and performance of Transmission lines”*, AIEEE. Trans. on PAS, Vol. 72, Part III, pags. 1152-1157, Diciembre 1953.
- (2) EPRI, *“Transmission Line Reference Book”*, 345 kV and Above, second edition, 1982.
- (3) R.D.DUNLOP, R. GUTMAN, P.P. MARCHENKO, *“Analytical Development of Loadability Characteristics for EHV and UHV Transmissions Lines”*, IEEE. Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol.PAS-98, No.2, March/April 1979.
- (4) T.W.KAY, P.W.SAUER, R.D.SHULTZ, R.A.SMITH, *“EHV and UHV line loadability dependence on VAR supply capability”*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol PAS-101, No.9 September 1982.
- (5) IEEE Committee Report, *Voltage Stability of Power Systems: Concepts, Analytical Tools, and Industria Experience*, IEEE publication 90TH0358-2-PWR.
- (6) Carson W. Taylor. *Power System Voltage Stability*. Mc Graw Hill, Inc. 1992.
- (7) Kundur P., *“Power System Stability and Control”*, EPRI Power System Engineering Series, McGraw Hill Inc., 1994.
- (8) Estabilidad de Voltaje, CFE-UIE febrero de 2001.
- (9) Barbier and J. P. Barret, *“Analysis of Phenomena of Voltage Collapse on a Transmission System”*, Revue Generale de l-electricite, Vol 89, October 1980, pp. 672-690.
- (10) IEEE Committee Report, *“Proposed Terms and Definitions for Power System Stability”*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 7, PP. 1894-1898, July 1982.
- (11) Kundur Prabha, *“Power System Stability and Control”*, McGraw-Hill, 1994.
- (12) Juan Antonio Yebra Morrón, *“Compensación de Potencia Reactiva en Sistemas Eléctricos”*, McGraw-Hill, 1986.

- (13) Carson W. Taylor, *“Power System Voltage Stability”*, Editorial McGraw-Hill, 1994.
- (14) Cate, K. Hemmaplardh, J. W. Manke, and D.P., Gelopulos, “Time Frame Notion and Time Response of the Models in Transient, Mid-Term and Long-Term Stability Programas”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, No. 1, PP. 143-151, January 1984.
- (15) Pal, “M. K. Voltage Stability Conditions Considerating Load Characteristics”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 1, PP. 243-249, February 1992.
- (16) WSCC Final Report, *“Voltage Stability Criteria, Undervoltage Load Shedding Strategy, and Reactive Power Reserve Monitoring Methodology”*, Reactive Power Reserve Work Group (RRWG). May 1998
- (17) Kundur P., *“Power System Stability and Control”*, EPRI Power System Engineering Series, McGraw Hill Inc., 1994.
- (18) IEEE, Special Publication 93TH0 620-5 PWR, *Suggested Techniques for Voltage Stability Analisis*, Edited by Yakout Mansour, 1993.