

Criterios de planificación de la red uruguaya en relación al colapso de tensión

Michel Artenstein, *Senior Member IEEE*

Abstract -Este trabajo propone una metodología de cálculo aplicable a la planificación de los sistemas de potencia desde el punto de vista del colapso de tensión. El trabajo describe asimismo brevemente las herramientas de cálculo desarrolladas para implementar esta metodología. Se presentan también los resultados de aplicación de la metodología propuesta y de las herramientas desarrolladas a algunos escenarios previstos de la red uruguaya para el año 2010.

Palabras clave- Colapso de tensión, Estabilidad de tensión

I. INTRODUCCIÓN

A. El concepto de estabilidad de tensión

El concepto de estabilidad de tensión de una red de potencia se define habitualmente de la siguiente forma:

“Un sistema de potencia está funcionando en un estado de equilibrio estable desde el punto de vista de la tensión cuando:

- a) Las tensiones en todas las barras están dentro de un rango aceptable
- b) Si se produce una perturbación en el sistema, éste es capaz de retornar en un tiempo aceptable a un estado de equilibrio (igual o distinto al anterior) en que las tensiones en todas las barras están dentro de un rango aceptable.”[1]

Cabe destacar que no existe un consenso universal de lo que se entiende por “aceptable” en el contexto de la definición anterior. En particular, los reglamentos nacionales o criterios internos de las empresas eléctricas suelen considerar como rango aceptable para la tensión de equilibrio una franja de aproximadamente $\pm 5\%$ en torno a la tensión nominal cuando el sistema está “completo”, y algo más amplia en condiciones de contingencia [2].

El análisis de la estabilidad de tensión de acuerdo a la definición anterior implica verificar los valores de tensión en los diversos nodos de la red, tanto en régimen como durante y luego de producidas perturbaciones en el sistema.

A efectos de facilitar los mecanismos de análisis, se suelen distinguir aquellos casos en que las perturbaciones son rápidas (faltas, salidas intempestivas de líneas o generadores) de aquellas que son lentas (aumentos de carga).

Las herramientas naturales para el estudio de las perturbaciones rápidas son los programas clásicos de estabilidad transitoria, mediante los cuales se analiza la variación de las tensiones en el sistema durante los primeros segundos luego de producida la perturbación.

El estudio de las perturbaciones lentas se realiza a través de una variedad de herramientas, que pueden ser tan sencillas como los flujos de carga o tan sofisticadas como programas de simulación temporal para el análisis de la estabilidad de mediano o largo plazo.

En la evaluación del desempeño de la red desde el punto de vista de la estabilidad de tensión es necesario analizar ambos tipos de perturbaciones, tanto por separado como combinadas. Un ejemplo clásico de combinación de ambos tipos de perturbaciones es la salida de servicio de una línea importante de la red luego de una falta, y la actuación posterior de mecanismos de control lentos (conmutadores bajo carga de transformadores, limitadores de excitación de los generadores, etc.) que “mueven” el sistema postfalta a estados de inestabilidad de tensión en intervalos de tiempo de varios minutos.

B. El colapso de tensión y la capacidad de transferencia de la red

El colapso de tensión es un mecanismo particular de inestabilidad de tensión de la red, mediante el cual desaparece el punto de equilibrio del sistema. [1]

Su efecto visible es el descenso incontrolado de la tensión en ciertas barras del sistema, sin que en un principio se aprecie una variación significativa de los ángulos internos de los rotores de los generadores.

Dado que la aparición de un colapso de tensión está asociado, en particular, a las variaciones de carga del sistema; se considera habitualmente que esta desaparición del punto de equilibrio está asociado a un “límite de transferencia” de la red que se está superando.

En la etapa de planificación de las redes de potencia se debe verificar, por lo tanto, que la red que se está diseñando conserve un margen de carga adecuado respecto a este límite de transferencia

Cabe destacar que los márgenes al colapso de tensión no son los únicos límites de transferencia que las redes de potencia deben respetar.

M. Artenstein trabaja en la Gerencia de Sector Estudios y Proyectos de UTE (Montevideo, Uruguay) y en el IIE, Facultad de Ingeniería, UDELAR (e-mail martenstein@ute.com.uy).

Este trabajo fue financiado parcialmente por el Programa de Desarrollo Tecnológico (PDT), préstamo PDT 47/05.

Un análisis completo de los límites de transferencia de la red implica también verificar:

- que las tensiones y corrientes en régimen están dentro de rangos prefijados (y la verificación de tensiones puede verse, de acuerdo a la definición de más arriba, como un caso particular de análisis de estabilidad de tensión)
- que la aparición de perturbaciones bruscas en la red (faltas, salidas intempestivas de generación, etc.) no impliquen la salida de sincronismo de generadores ni la violación de límites preestablecidos de variaciones de ángulos y tensiones
- que los modos electromecánicos de oscilación de la red en los diversos escenarios de régimen estén suficientemente amortiguados (análisis de estabilidad a las pequeñas oscilaciones)

C. Objeto del trabajo

En este trabajo se pretende:

- Proponer una metodología de cálculo aplicable a la planificación de los sistemas de potencia desde el punto de vista del colapso de tensión.
- Describir brevemente las herramientas de cálculo desarrolladas para implementar esta metodología.
- Validar la metodología y herramientas desarrolladas por medio de su aplicación a un sistema de potencia real (la red uruguaya en algunos escenarios futuros de generación y carga), evaluando los márgenes que presentará esta configuración futura de la red respecto a este límite de transferencia particular.

Cabe aclarar, por lo tanto, que escapa al objeto de este trabajo planificar efectivamente la red uruguaya a futuro desde el punto de vista del colapso de tensión, lo cual requeriría (en particular) el análisis de una cantidad mucho mayor de escenarios futuros de generación y carga.

II DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA DE CÁLCULO

El estudio se ha hecho haciendo uso del conjunto de programas de cálculo ESTTEN.

ESTTEN es una herramienta de cálculo en ambiente MATLAB desarrollada por el Grupo de Estabilidad y Control de Sistemas de Potencia de la UDELAR a partir del año 2001. [3]

ESTTEN permite resolver el colapso de tensión en una red de potencia para una dirección de carga dada en base a modelos de flujo de cargas, y haciendo uso para resolver la red del llamado “método de continuación” (Continuation Power Flow [4]).

El conjunto de programas permite asimismo resolver y analizar otros aspectos del colapso de tensión, como ser:

- Cálculo del colapso de tensión en la “peor” dirección de carga del sistema [5]
- Cálculo de curvas QV [1]
- Diseño óptimo de bancos de condensadores para mitigar el colapso de tensión [6]

-Filtrado y clasificación de contingencias críticas de salida de líneas en relación al margen al colapso de tensión [7]

III DESCRIPCIÓN DE LA RED ANALIZADA

La red analizada es la prevista por UTE para el año 2010, en escenarios de máxima demanda y generación predominantemente hidráulica o predominantemente térmica.

Las cargas del sistema se han supuesto básicamente como si fueran de potencia activa y reactiva independiente de la tensión (un peor caso), a excepción de las cargas de la planta de producción de celulosa de Botnia, para las cuales se dispone de un modelo más preciso.

Como se indica más adelante, se han hecho asimismo estudios de la influencia del modelo de carga en los resultados asociados a los casos más críticos.

Se han representado las barras en que existen bancos de condensadores y que son cercanas a aquellas en que aumenta la carga como barras de tensión controlada automáticamente por los propios bancos.

Si bien en la realidad estos bancos no necesariamente operarán de esta forma, este modelado permite representar adecuadamente la situación probable de la conexión gradual de estos bancos (manual o automáticamente) a medida que crece la carga en el sistema.

Como se indica más adelante, se ha analizado asimismo en alguno de los escenarios la situación en la cual parte de estos bancos de condensadores no se conectan a medida que va aumentando la carga (escenario “con reactiva limitada”), a los solos efectos de observar la influencia de estos mecanismos de regulación de tensión en los márgenes al colapso.

Los bancos de reactores del sistema (inclusive el reactor del compensador estático de Montevideo) se modelaron como admitancias fijas.

Los transformadores de carga se han supuesto con sus “taps” de conmutación fija, si bien en la realidad varios de ellos tienen regulación automática.

Cabe destacar que en este tipo de estudios el efecto de la conmutación automática de taps (mientras no se supere el rango de regulación de los conmutadores) se contempla aproximadamente al suponer las cargas independientes de la tensión [10]

Comentario

En el caso particular de la red uruguaya analizada, algunos estudios preliminares realizados parecen sugerir que esta técnica clásica de modelado (suponer los transformadores con “taps” fijos y las cargas independientes de la tensión) es demasiado conservadora, resultando en márgenes al colapso excesivamente pequeños.

El análisis cuidadoso de la influencia de la conmutación automática de “taps” en el margen al colapso es, por lo tanto, un aspecto importante del problema aun pendiente.

III OTRAS HIPÓTESIS DEL ESTUDIO

El “límite de transferencia “ de la red asociado al colapso de tensión no es único, sino que depende de la forma en que se supone que aumentan las cargas en la red (la “dirección de carga” de la red).

En este estudio se ha analizado el sistema para 3 direcciones de carga distintas:

Escenario Uruguay:

Aumento de carga uniforme en todas las barras “públicas” de la red uruguaya (se exceptúan aquéllas conectadas exclusivamente a clientes).

Este estudio permite, por lo tanto, analizar los márgenes de transferencia de la red uruguaya frente a los futuros aumentos “vegetativos” de la demanda

Escenario Litoral Sur:

Aumento de carga uniforme en las estaciones Fray Bentos, Mercedes, Nueva Palmira, Conchillas y Colonia. Este estudio permite conocer los márgenes de transferencia de la red uruguaya frente a la probable conexión de importantes cargas en esa zona litoral del país

Escenario Ence:

Aumentos de carga en la planta de producción de celulosa de Ence

Este escenario de aumento de carga se ha analizado a los sólo efectos de realizar una primera aproximación a los límites de suministro de la red a esta nueva carga puntual.

No se ha analizado, en cambio, un escenario de aumento de carga en la planta de celulosa de Botnia. Esto se debe a que los límites de suministro a Botnia a corto plazo ya han sido exhaustivamente analizados y convenidos con esta empresa [11]. Se hace notar, adicionalmente, que la planta de Botnia posee un sistema de despeje de carga muy rápido, el cuál permite controlar en forma estricta que no se superen los límites de intercambio con la red de UTE, ni siquiera durante contingencias.

En todos los casos se ha supuesto que se mantiene el factor de potencia de las cargas a medida que éstas aumentan.

Se ha supuesto asimismo que los aumentos de carga en el sistema son absorbidos por la barra “slack” del sistema (Barra Ezeiza, en Argentina).

Como se indica más adelante, se han analizado también algunos casos críticos suponiendo que la carga se reparte también entre algunos otros generadores en reserva rotante cercanos a la zona en estudio, a los sólo efectos de observar la influencia de esta hipótesis sobre los resultados.

Las contingencias que se han analizado son la salida de servicio de líneas con un extremo en Uruguay, o transformadores 500/150 kV en Uruguay.

En los Escenarios Litoral Sur y Ence no se han vuelto a analizar exhaustivamente contingencias que, de acuerdo a los

resultados del estudio del Escenario Uruguay, son críticas para mantener la estabilidad de tensión en el sistema, independientemente de cuál sea la zona en la cuál se suponen los incrementos de carga. Esta situación se da, específicamente, toda vez que sale de servicio alguna de las principales canalizaciones del sistema de 500 kV.

No se han analizado los escenarios de salida de generadores, dado que toda vez que sale de servicio un generador, rápidamente (a los pocos segundos) la reserva rotante del sistema (activada por la regulación primaria de frecuencia) lo sustituirá con un aumento de generación en una de las máquinas ya conectadas al sistema.

Analizar la salida de generadores en este tipo de estudios de estabilidad (para perturbaciones “lentas”) equivale, por lo tanto, a analizar escenarios de generación alternativos a los 2 escenarios supuestos.

IV CRITERIOS DE ACEPTACIÓN

No existen en Uruguay criterios establecidos respecto a cuáles son los márgenes que las redes planificadas deben respetar respecto al colapso de tensión.

En función de criterios usados en otros países [12] y consideraciones propias, en este trabajo se evalúan los márgenes al colapso de la siguiente forma:

Criterio 1)

La red completa (sin elementos fuera de servicio) debe tener un margen al colapso del 7 % respecto a la carga activa total (en MW) que se supone creciente

Criterio 2)

La red con un elemento fuera de servicio (condición “n-1”) debe tener un margen al colapso del 6 % respecto a la carga activa total (en MW) que se supone creciente

Los criterios 1) y 2) se expresan formalmente así :

$$\text{Sea } M_i = (\sum_i \Delta P_i / \sum_i P_{i0}) \cdot 100$$

siendo:

$i=1, 2, \dots, n$ = barras en que aumenta la carga

P_{i0} = Carga activa inicial en la barra “i”

$\Delta P_i = P_i - P_{i0}$

P_i = Carga activa en la barra “i” en el punto de colapso

Criterio 1: $M_i \geq 7 \%$ con la red completa

Criterio 2: $M_i \geq 6 \%$ en contingencia “n-1”

Como se indica más arriba, la herramienta de cálculo utilizada permite, asimismo, evaluar márgenes al colapso para la “peor” dirección de carga posible (cálculo de la llamada “bifurcación más cercana” [5])

Esta posibilidad del programa de cálculo permite, por lo tanto, verificar criterios adicionales de margen al colapso.

En este estudio se plantea verificar también el siguiente criterio adicional respecto al margen a la bifurcación más cercana:

Criterio 3)

La red completa debe tener un margen al colapso mayor que cero respecto a la carga aparente total (en MVA) cuando se supone un aumento de carga de la siguiente forma:

a) aumenta la carga en la forma presupuesta, hasta llegar a un estado en que el margen al colapso es del 7 % respecto a la carga activa total (en MW) que se supone creciente.

b) aumenta la carga (activa y reactiva) en forma arbitraria desde ese punto. El margen mencionado se debe medir respecto a la carga aparente total en este punto de las barras involucradas en la “peor” dirección de carga

El criterio 3) se expresa formalmente así :

$$\text{Sea } M_2 = (\sum_i \Delta S_i / \sum_i S_{i0}) \cdot 100$$

siendo:

$i=1,2,\dots,n$ =barras en que aumenta la carga

S_{i0} =Carga aparente inicial en la barra “i”

$\Delta S_i = S_i - S_{i0}$

S_i =Carga aparente en la barra “i” en el punto de colapso

Criterio 3: $M_2 > 0$ % si se toma como punto inicial el que corresponde a $M_1 = 7$ %

En todos los casos, el sistema se debe evaluar en los diversos escenarios de generación y máxima carga previstos.

Comentarios:

-Los márgenes al colapso del 6 % y 7 % propuestos en los Criterios 1 y 2 se basan en la referencia [12].

-En la misma referencia se aclara que el criterio de aceptación incluye una previsión de 1 año de atraso en las obras necesarias para resolver los eventuales problemas encontrados en el estudio, así como posibles errores en la previsión del aumento de la demanda durante ese año adicional (que se supone está “fuera” del horizonte normal de planificación, durante el cual las previsiones de demanda se suponen sin error)

El margen del 6 % en condición de contingencia se compone, por lo tanto, de un 4,5 % supuesto de aumento de carga anual y un 1,5 % de posible error en la previsión de demanda.

Ambas componentes deberían aumentarse si las previsiones de tasa de aumento de demanda son mayores o si se asumen mayores atrasos en las obras.

-El Criterio 3 se basa en la propuesta incluida en [3].

El margen del 7 % propuesto para “abandonar” la dirección de carga inicial y asumir la peor dirección de carga en el Criterio 3, permite contemplar el caso en que se produce un aumento de carga en una dirección imprevista en un sistema que ya se encuentra “al borde” del colapso de acuerdo con el Criterio 1.

Dado que estos casos de “peor” aumento de carga son poco probables, se entiende que sería demasiado conservador imponer un margen al colapso mayor que el propuesto.

V RESULTADOS

A. Metodología de cálculo

Para cada uno de los escenarios de generación y carga se siguió la siguiente metodología de cálculo:

1) Cálculo del margen al colapso para la red completa (Verificación Criterio 1).

2) Análisis de contingencias de salida de líneas y transformadores.

3) Cálculo del margen al colapso para los escenarios de contingencia de salida de líneas y transformadores más críticas (Verificación Criterio 2).

4) Cálculo del margen al colapso para la peor dirección de carga (“bifurcación más cercana”) (Verificación Criterio 3), sólo para el Escenario Uruguay.

B. Márgenes al colapso de tensión

En las tablas de resultados siguientes se denomina “Caso base” a los casos asociados a la red completa, y se indican los resultados sólo para la contingencia (salida de líneas o transformadores) que resultó más crítica entre las analizadas. Los márgenes se expresan en porcentaje respecto a las cargas totales indicadas en IV (“Criterios de aceptación”).

TABLA I
ESCENARIO DE GENERACIÓN HIDRÁULICA

	Uruguay	Litoral Sur	Ence	Comentarios
Caso base	19,1	190	538	
Salida Montevideo A 500- Montevideo I 500	10,8			Otras contingencias críticas: San Javier-C. Elia (11,5 %) y Transformador 500 kV S. Carlos (11,5 %)
Salida San Javier-F. Bentos		84		
Salida Colonia-Ence			210	
Bifurcación más cercana	2,1			

Nota:

-Las contingencias de salida de las líneas Palmar-Montevideo “A”, Palmar-Las Brujas y Las Brujas-Montevideo “B” y del transformador 500/150 kV de Montevideo “A” provocan un colapso de tensión inmediato en todos los casos. (flujo de cargas noconvergente en el punto inicial), y no fueron incluidas entre las contingencias más críticas para las cuáles se elaboró la tabla.

TABLA II
ESCENARIO DE GENERACIÓN TÉRMICA

	Uruguay	Litoral Sur	Ence	Comentarios
Caso base	21,9	250	741	
Salida Baygorria-Terra	2,4			Otras contingencias críticas:Florida-Mont.A (6,4 %) Palmar-Baygorria (13,3 %)
Salida San Javier-F.Bentos		107		
Salida Colonia-Ence			209	
Bifurcación más cercana	0,2			

TABLA III
ESCENARIO DE GENERACIÓN HIDRÁULICA CON REACTIVA LIMITADA

	Uruguay	Comentarios
Caso base	10,8	
Salida Colonia Elía-San Javier	2	Otras contingencias críticas:San Javier-S. Grande (4,5 %) y San Carlos- Mont.I (4,1 %)
Bifurcación más cercana	0,3	

Notas:

-En este escenario se asume que a lo largo de todo el proceso de aumento de carga sólo están conectados los bancos de condensadores que ya estaban conectados en el estado inicial.
-Las contingencias de salida de las líneas Palmar-Montevideo "A", Palmar-Las Brujas y Las Brujas -Montevideo "B" y del transformador 500/150 kV de Montevideo "A" provocan un colapso de tensión inmediato en todos los casos.(flujo de cargas no convergente en el punto inicial),y no fueron incluidas entre las contingencias más críticas para las cuáles se elaboró la tabla.

Conclusión de los resultados obtenidos:

Se han detectado,por lo tanto,3 contingencias en el escenario hidráulico con reactiva limitada y 1 contingencia en el escenario térmico que no respetan los márgenes mínimos establecidos.

B. Dimensionado de condensadores para mitigar el colapso de tensión

El mecanismo más habitual para mejorar los márgenes al colapso es la instalación de bancos de condensadores en barras seleccionadas de la red.

Dado que ,normalmente, las situaciones de margen al colapso insuficiente se dan en escenarios de contingencia,los bancos de condensadores se operan habitualmente en forma correctiva,conectándolos sólo cuando efectivamente se produce la contingencia.

Mediante el módulo de optimización de dimensionado de capacitores se han analizado los casos críticos asociados a cada escenario de generación.

Este módulo del programa permite seleccionar las barras en las que se instalarán condensadores a partir de un listado de "barras candidatas" calculado en base a los factores de participación de las barras en el colapso [1]. Se pueden establecer asimismo ciertas restricciones en cuanto a la potencia reactiva máxima que se desea instalar en las barras candidatas dado que, en la práctica, no es aconsejable instalar cantidades excesivas de potencia reactiva en una única barra (en caso de rechazo de carga en esa barra se obtendrían sobretensiones difíciles de manejar).

Comentarios

-Los resultados obtenidos deben verse tan sólo como ejemplos de aplicación práctica del módulo de dimensionado de condensadores del programa.

La posibilidad de instalar efectivamente los condensadores elegidos en las barras seleccionadas depende de consideraciones prácticas adicionales (en particular: espacio físico disponible en las estaciones para instalarlos) que no fueron tenidas en cuenta.

-El diseño de los automatismos necesarios para ordenar la conexión de los bancos y (en particular) los intervalos de tiempo adecuados para hacerlo, requieren de un análisis dinámico del sistema que escapa al objeto de este estudio.

En las tablas de resultados que se adjuntan a continuación se indican, en particular, el margen al colapso que se toma como objetivo (que es un dato de entrada a la rutina de cálculo) y el margen al colapso que efectivamente se obtiene si se le pide al programa que calcule el punto de colapso de tensión cuando ya están los condensadores adicionales instalados en el sistema.

TABLA III
DIMENSIONADO DE CAPACITORES
ESCENARIO "URUGUAY", HIDRÁULICO CON REACTIVA LIMITADA
CONTINGENCIA DE SALIDA SAN JAVIER-COLONIA ELÍA

Barras	Margen deseado y real (%)	Reactiva total a instalar (MVar)	Comentarios
Montevideo K	6 y 9,4	128,3	
Montevideo A,C,E,F,H, K,Solymar	6 y 8,6	132,3	Limitando la reactiva capacitiva a la carga reactiva existente en cada barra

Nota: Margen al colapso original =2 %

TABLA IV
DIMENSIONADO DE CAPACITORES
ESCENARIO “URUGUAY”, TÉRMICO.
CONTINGENCIA DE SALIDA BAYGORRIA-TERRA

Barras	Margen deseado y real (%)	Reactiva total instalada (MVar)	Comentarios
Melo	6 y 6,9	11,8	
Rivera, Tacuarembó, T.y Tres, Valentines	6 y 6,3	11,4	Limitando la reactiva capacitiva a la carga reactiva existente en cada barra

Nota: Margen al colapso original=2,4 %

Conclusiones de los resultados obtenidos:

El programa dimensiona los bancos de condensadores necesarios haciendo uso de fórmulas de sensibilidad lineal del margen al colapso respecto a las admitancias de los condensadores. Es de esperar, por lo tanto, que (debido a esta aproximación lineal) los márgenes obtenidos una vez instalados efectivamente los bancos no sean exactamente iguales a los deseados.

Otra fuente de error al comparar el margen deseado con el real es que el programa dimensiona los bancos de capacitores para un modo de operación “correctivo” (los capacitores se conectan inmediatamente de comenzado el colapso), en tanto que la evaluación del margen real se realizó en modo “preventivo” (los capacitores ya están conectados desde el estado de operación inicial).

Los resultados indicados sugieren que el dimensionado propuesto por el programa está “del lado seguro”.

C. Sensibilidad de los resultados al modelo de carga

Es un hecho conocido que los márgenes al colapso de tensión son altamente dependientes de los modelos de variación de carga con la tensión utilizados.

En ausencia de modelos confiables, a nivel de la Planificación de la red se suele usar el modelo más conservador de todos: potencia activa y reactiva independiente de la tensión. Dado que ésta es la situación actual en la red uruguaya, todos los resultados descritos más arriba se han obtenido asumiendo este modelo conservador de la carga.

A los sólo efectos ilustrativos, se han corrido algunos de los casos críticos con 2 modelos de carga adicionales:

Modelo 1:

Potencia activa y reactiva con impedancia constante

Modelo 2:

30 % de potencia activa independiente de la tensión, 70 % de potencia activa de impedancia constante, 100 % de potencia reactiva de impedancia constante (este modelo se ha utilizado en varios estudios de la red uruguaya, y algunas verificaciones hechas “en campo” sugieren que podría ser un modelo razonable [13])

Comentarios:

-En la versión actual del programa, estos modelos de carga son válidos para las cargas iniciales en el sistema. Los aumentos sucesivos de carga hasta llegar al colapso de tensión se suponen siempre de potencia activa y reactiva independiente de la tensión.

-Como ya se ha señalado, las cargas de Botnia se han supuesto siempre con un modelo específico proporcionado por la empresa.

Los resultados obtenidos en los casos críticos son los siguientes:

TABLA IV
SENSIBILIDAD AL MODELO DE CARGA
ESCENARIO “URUGUAY”, HIDRÁULICO CON REACTIVA LIMITADA
CONTINGENCIA DE SALIDA SAN JAVIER-COLONIA ELÍA

	Modelo P,Q cte	Modelo 1	Modelo 2
Margen al colapso (%)	2	49,9	33,6

TABLA V
SENSIBILIDAD AL MODELO DE CARGA
ESCENARIO “URUGUAY”, TÉRMICO.
CONTINGENCIA DE SALIDA BAYGORRIA-TERRA

	Modelo P,Q cte	Modelo 1	Modelo 2
Margen al colapso (%)	2,4	57,8	41,7

Conclusiones de los resultados obtenidos:

Los resultados obtenidos confirman la alta sensibilidad de los márgenes al colapso al modelo de carga y, en particular, el carácter conservador del modelo de potencias independientes de la tensión.

D. Sensibilidad de los resultados a la repartición de generación

Los resultados descritos hasta ahora se han obtenido suponiendo que los aumentos de carga se absorben en la barra “slack” del sistema.

A efectos de evaluar la influencia de esta hipótesis en los resultados, se han evaluado también los márgenes al colapso de tensión cuando se asume que también los generadores de Salto Grande Argentina contribuyen a alimentar las cargas en exceso.

Cabe destacar que no hay generadores uruguayos que puedan estar en esta situación, dado que en ambos escenarios de generación (hidráulico y térmico) los generadores uruguayos están despachados “a pleno”.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

1) Escenario Uruguay, hidráulico con reactiva limitada, contingencia San Javier-Colonia Elía (Margen al colapso original=2%)

Margen con repartición en Salto Grande Argentina=2,1 %

2) Escenario Uruguay, térmico, contingencia Baygorria-Terra (margen al colapso original=2,4 %)

Margen con repartición en Salto Grande Argentina= 2,5 %

Conclusiones de los resultados obtenidos:

Los resultados muestran una escasa sensibilidad al reparto de generación. Cabe advertir, no obstante, que esta conclusión no es fácilmente generalizable, dada la particularidad de los escenarios estudiados, en los cuáles sólo es posible repartir generación en una única central adicional relativamente alejada del centro de cargas más importante.

VI CONCLUSIONES

Se ha realizado un estudio de márgenes al colapso de tensión de la red uruguaya en diversos escenarios futuros de generación y aumento de cargas, haciendo uso de un programa de cálculo desarrollado por el Grupo de Estabilidad y Control de Sistemas de Potencia de la UDELAR.

Los resultados muestran algunas situaciones de contingencia para las cuáles no se respetan los criterios de seguridad propuestos.

Se ha realizado una primera aproximación a las medidas de mitigación necesarias para restituir los márgenes de seguridad en los casos más críticos, en base a la conexión de bancos de condensadores en algunas barras seleccionadas.

Se han desarrollado asimismo estudios de sensibilidad a algunas de las hipótesis del estudio, destacándose en particular la gran sensibilidad de los resultados obtenidos a los modelos de variación de carga con la tensión.

VII BIBLIOGRAFÍA

- [1] P.Kundur *Power System Stability and Control*, Mc- Graw Hill, New York, 1994
- [2] URSEA, "Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica", Julio 2002, www.ursea.gub.uy
- [3] M.Artenstein, P.Monzón, "Tools for voltage collapse analysis and applications", Revista IEEE América Latina, Vol.4, Nº 3, Mayo 2006
- [4] C.Cañizares, "Voltage collapse and Transient Energy Function analysis of AC/DC systems", PhD Thesis, University of Winsconsin-Madison, 1991
- [5] I.Dobson, "Observations on the geometry of saddle-node bifurcations and voltage collapse in electrical power systems", IEEE Transactions on Circuits and Systems-I, Vol.39, Nº 3, March 1992

[6] F.Alvarado, I.Dobson, Y.Hu, "Computation of closest bifurcations in power systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.9, Nº2, May 1994

[7] S.Green, I.Dobson, F.Alvarado, "Sensitivity of the load margin to voltage collapse with respect to arbitrary parameters", IEEE Transactions on Power and Systems, Vol.12, Nº 1, February 1999

[8] A.Alonso, D.Fernández, A.Ferenczi, "Estabilidad de tensión", Proyecto de grado, Universidad de la República, 2005

[9] Siemens-PTI. PSS/E, Power system simulator for engineering

[10] T.Van Cutsem, C.Vournas, "Voltage stability analysis in transient and mid-term time scales", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.11, Nº 1, February 1996

[11] F.Añón, D.Bonjour, A.Musetti, F.Sánchez, "Acceso de Botnia al SIN-Estudios eléctricos", Informe interno UTE-PEE, Octubre 2007.

[12] ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), Submódulo 23.03, "Diretrizes e critérios para Estudos Elétricos", 2001, www.ons.org.br

[13] C.Alonso, Informe técnico PEE 28/03 (Informe interno UTE), Abril 2003