



ESTIMATION LOCALE DE LA STABILITE EN TENSION

CASTRO ABAD José Angel et PHULPIN Yannick
Département Energie, Supélec, 3 rue Joliot Curie 91192 Gif sur Yvette Cedex
yannick.phulpin@supelec.fr

Résumé

Récemment, plusieurs incidents ont placé la stabilité en tension au cœur des préoccupations des exploitants de réseau de transport d'électricité. Elle demeure néanmoins difficile à appréhender dans la mesure où de nombreux facteurs peuvent être à l'origine d'un effacement de tension. On considère généralement que la stabilité de tension d'un système statique donné correspond à l'augmentation maximale de demande que peut supporter le système. Ce critère global ne permettant pas de localiser efficacement les actions de prévention et de correction des perturbations, un indice local de stabilité en tension serait un vecteur intéressant d'amélioration de l'exploitation du réseau de transport d'électricité. L'indice présenté va dans ce sens en présentant de plus l'avantage d'être applicable aux réseaux inductifs comme aux réseaux capacitifs. Son application au réseau IEEE à 118 nœuds montre qu'il permet la visualisation claire du nombre, de l'étendue et du degré de vulnérabilité des zones critiques du système électrique

Abstract

Consequently to several recent disturbances, voltage stability has become a major concern for Transmission System Operators. However, there is no consensus about its assessment. Usually, the voltage stability of a steady state power system corresponds to the maximal active power demand increase that can be supported by the system. As this global criterion does not allow an efficient localisation of control actions, we propose a local voltage stability index, which is also suitable for highly capacitive power systems. Also, the simulation results of its application to the IEEE 118 bus system are depicted.

Mots Clés : réseaux électriques, réglage de la tension, stabilité en tension

INTRODUCTION

Le gestionnaire de réseau de transport d'électricité (GRT) doit compenser en permanence la consommation et les pertes de puissances active et réactive à l'aide de moyens de production et de compensation, cette mission étant souvent assurée au moyen d'un contrôle hiérarchisé de la fréquence et de la tension. Tel qu'il est défini dans [1], le réglage tertiaire de la tension consiste ainsi en une optimisation des variables de contrôle du GRT :

- tension de consigne des alternateurs ou des compensateurs
- prise des transformateurs et déphasage des transformateurs déphaseurs

Cette optimisation est, en général, multi objectifs et vise à minimiser les coûts d'exploitation et à maximiser les marges de sécurité du système [2]. Le critère de sécurité apparaît souvent sous forme de contrainte, comme le N-1 [3], mais reste difficile à quantifier. De nombreux incidents dus à une perte de stabilité en tension sont ainsi venus rappeler que cette notion est difficile à maîtriser [4]. Afin de garantir la sécurité d'alimentation des demandes, on cherche donc en général à déterminer le niveau de demande au-delà duquel le système électrique ne peut satisfaire une nouvelle augmentation de la demande [5]. Cet état critique est communément appelé « point d'effacement ».

Différents outils d'estimation de la stabilité en tension proposent une évaluation globale de la distance au point d'écroulement. Cela correspond à une évaluation de la différence entre le niveau de demande un état statique donné (injections et demandes connues, variables de contrôle fixées) et le niveau de demande au point d'écroulement. Cet indicateur permet par exemple d'effectuer un réglage tertiaire qui maximise la stabilité en tension, mais son caractère global limite son efficacité dans le cas de réseaux comptant plusieurs zones vulnérables. Nous proposons donc un indicateur local indiquant la marge statique de chaque bus du système par rapport à un niveau critique lié au point d'écroulement.

Après avoir défini la stabilité en tension et rappelé les enjeux qui y sont liés (Section II), deux outils classiques d'estimation de la stabilité en tension sont présentés (Section III). Enfin, l'indicateur proposé est décrit (Section IV) puis appliqué à un réseau IEEE 118 nœuds avec différents types de réglage tertiaire de la tension (Section V), les simulations étant réalisées à l'aide du logiciel PSAT [6].

DEFINITION DE LA STABILITE EN TENSION

Une définition simple de la stabilité en tension

La stabilité de tension est définie dans [5] comme la capacité d'un système électrique à maintenir des tensions acceptables en chaque bus après une perturbation du système. Plusieurs phénomènes peuvent engendrer une perturbation : défaillance d'un ouvrage de transport ou d'un générateur, variations de charges, modification de la configuration du système, etc... L'étude présentée dans cet article est restreinte à la stabilité en tension vis-à-vis d'une variation de demande.

Il est particulièrement difficile de prévoir exactement une variation de la demande. Aussi, une approche classique de la stabilité en tension revient à considérer un facteur de charge λ défini comme suit:

$$S_{Dj} = \lambda \cdot S_{Dj0} \quad (1)$$

où S_{Dj} est la demande de puissance apparente au nœud j et S_{Dj0} est sa valeur initiale.

La courbe $V_j = f(\lambda)$ représentant la tension pour un nœud j donné, en fonction du facteur de charge du système, chaque point étant calculé pour un état stationnaire du système, est fortement dépendante du niveau de compensation du système. En effet, dans le cas du système à 2 nœuds représenté en Figure 1, on observe la courbe présentée en Figure 3 qui montre que :

- Plus l'injection de réactif des charges est importante (système plus capacitif), plus λ_{max} est plus grand.
- Si les charges sont très capacitives, la tension du point d'écroulement augmente. Ainsi, plus le système est capacitif, plus la tension au point d'écroulement est proche de la tension nominale du système.

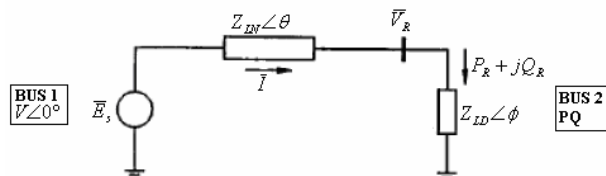


Figure 1. Système à 2 nœuds [5]

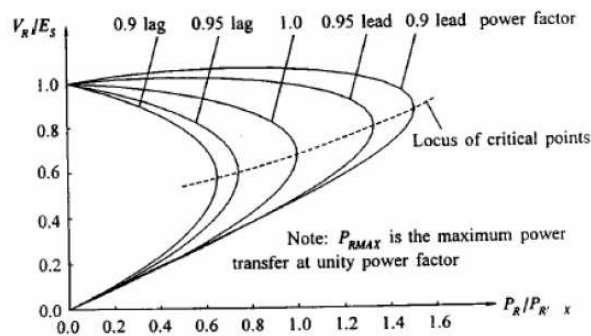


Figure 2. Représentation de la tension du nœud 2 en fonction du facteur de charge du système et du $\cos \phi$ du bus 2 [5]

Définition Mathématique de la stabilité en tension

En conditions normales de fonctionnement, les systèmes électriques opèrent dans un état stable généralement défini par un « load flow ». Pour une distribution de charges (P_{D0} , Q_{D0}), une distribution de la production de puissance active (P_{G0}) et des tensions de consigne pour les alternateurs et compensateurs (V_G) données, on peut ainsi connaître de manière déterministe l'état du système : tension V et angle δ en chaque nœud. Dans la suite de l'article, on synthétisera les équations du « load flow » par :

$$g_0(v, \delta) = 0 \quad (2)$$

Pour connaître l'état du système pour différents facteurs de charge, il faut ajouter une variable d'état supplémentaire à l'équation (2), qui décrit le fonctionnement du système électrique. Le système électrique est alors représenté par :

$$g(v, \delta, \lambda) = 0 \quad (3)$$

Cette modélisation du système électrique est notamment limitée par la représentation approximative des demandes. En effet, les puissances demandées sont en réalité souvent dépendantes de la tension. Nous faisons l'hypothèse supplémentaire que toute augmentation globale de production (pour compenser les pertes de puissance active par exemple) impacte un générateur i au pro rata de sa production initiale $P_{G_{i0}}$.

Le Jacobien $J(v, \delta, \lambda)$ du système $g(v, \delta, \lambda)$ est par ailleurs défini par :

$$J(v, \delta, \lambda) = \begin{pmatrix} \frac{\partial g_1(v, \delta, \lambda)}{\partial \delta} & \dots & \frac{\partial g_1(v, \delta, \lambda)}{\partial v} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial g_n(v, \delta, \lambda)}{\partial \delta} & \dots & \frac{\partial g_n(v, \delta, \lambda)}{\partial v} \end{pmatrix} \quad (4)$$

où n est le nombre de nœuds que compte le système étudié.

D'après le concept de « Saddle Node » défini par Sotomayor en 1973 [7], le point d'écroulement est caractérisé par la singularité du jacobien. C'est la raison pour laquelle les méthodes conventionnelles de résolution d'équations telles que newton raphson ne convergent pas, rendant la recherche du point de bifurcation difficile. Une méthode pour trouver le point de bifurcation d'un système est donc l'augmentation graduelle systématique du facteur de charge du système avec une résolution du système d'équations à chaque pas jusqu'à la non convergence du « load flow ». Cette méthode est toutefois limitée par le caractère extrême du point de bifurcation qui rend la convergence du « load flow » difficile avant même le point de bifurcation. Des méthodes plus efficaces ont donc été développées. Nous présentons ci-dessous deux d'entre elles.

OUTILS CLASSIQUES POUR L'ÉVALUATION DE LA STABILITÉ EN TENSION

Continuous Power Flow (CPF)

Les techniques de CPF constituent un outil très robuste pour le calcul de trajectoires de variables d'état dans un système dépendant d'un ou plusieurs paramètres. Différentes méthodes existent et nous nous focaliserons ici sur la méthode développée par C. Canizares dans [8]. Le système considéré est résumé par l'équation (3) qui, si on appelle x , le vecteur constitué des variables v et δ , devient :

$$g(x, \lambda) = 0 \quad (5)$$

Le CPF est un processus itératif qui, à partir d'une situation initiale définie par (x_j, λ_j) , consiste à calculer une nouvelle situation (x_{j+1}, λ_{j+1}) avec $\lambda_j > \lambda_{j+1}$. Une itération peut être divisée en deux phases: la **prédiction** et la **correction**. La figure 3 résume un pas complet pour obtenir (x_{j+1}, λ_{j+1}) à partir de (x_j, λ_j) . Ce processus converge ainsi vers λ_{max} .

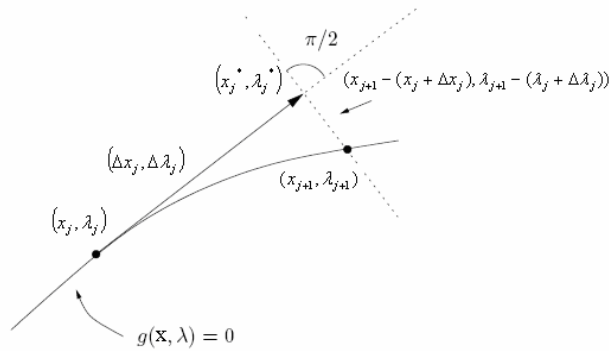


Figure 3. Description des phases de prédiction et de correction.

Saddle Node Bifurcation (SNB)

La méthode de SNB est décrite dans [9]. Elle permet de calculer directement un point de fonctionnement appelé « Saddle Node ». Ce point doit être un état possible du système et doit donc vérifier (5). De plus, le jacobien défini en (4) doit y être singulier. Pour l'obtenir on cherche un point tel que le vecteur propre de (4) (droit ou gauche, différent de zéro) ait une valeur propre égale à zéro.

On appelle par la suite v le vecteur propre droit, w le vecteur propre gauche, ceux-ci étant définis par :

$$\frac{\partial g(x, \lambda)}{\partial x} \times v = 0 \quad \text{ou} \quad \left(\frac{\partial g(x, \lambda)}{\partial x} \right)^T \times w = 0 \quad (6)$$

Avec :

$$|v| = 1 \quad \text{ou} \quad |w| = 1 \quad (7)$$

Trouver le point de SNB revient ainsi à résoudre système constitué par les équations (5), (6) et (7).

UN ESTIMATEUR LOCAL : LE « ILST »

Intérêt d'un outil d'estimation locale de la stabilité en tension

Bien que d'un point de vue théorique, il est intéressant de connaître le point d'écroulement de tension, il est peu probable d'atteindre ce point particulier étant donné le nombre d'hypothèses faites sur l'évolution de la demande et la faible prise en compte des réglages primaires et secondaires de tension.

Le but de cette étude a donc été d'analyser l'évolution de la chute de tension en chaque nœud du système avant d'arriver au point d'écroulement défini par le CPF, tout en tenant compte des limites pratiques de fonctionnement du réseau (notamment en ce qui concerne les limites de tension des nœuds et d'injection de puissance réactive des générateurs).

L'algorithme de CPF a été utilisé. Il présente effectivement l'avantage de décrire une série de points de fonctionnement possibles où les contraintes suivantes sont vérifiées.

1) Limites d'injection de puissance réactive

Un générateur ou élément de compensation (condensateurs, FACTS,...) est décrit comme un nœud PV. Il peut donc fixer la tension en jouant sur la puissance réactive. Cependant, lorsque le générateur arrive à sa limite d'injection de puissance réactive, cette tension de consigne devient variable et le générateur est transformé en nœud PQ.

2) Limites thermiques des lignes.

Pour chaque ligne, on définit un flux maximal de puissance apparente transmissible.

3) Limites de tension

Des limites (maximales et minimales) de tension sont définies en chaque nœud. Elles doivent être vérifiées lors du réglage tertiaire de la tension. Lors du CPF, l'écroulement de tension arrivant en général à des tensions plus faibles que V_{min} , on autorise des tensions inférieures à la limite théorique.

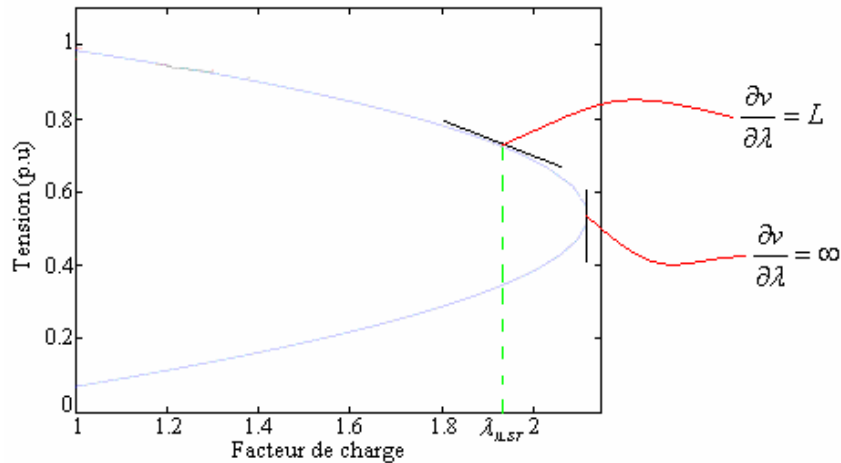


Figure 4. Principe de base du ILST

Définition du "ILST"

Tel que décrit par l'équation (4), le point d'écroulement de tension se caractérise par $\delta V_i / \delta \lambda = -\infty$. Le principe du *ILST* est donc d'analyser en chaque noeud la valeur de $\delta V_i / \delta \lambda$ à chaque itération du CPF, comme le suggère la figure 4.

Cela permet ainsi de s'affranchir du problème évoqué en section II-A de la valeur de la tension au point d'écroulement dans le cas de réseau particulièrement capacitifs.

Pour chaque bus i , l'indice correspond donc à la valeur de λ lorsque $\delta V_i / \delta \lambda$ devient inférieure à une limite prédéfinie L . Si pour un noeud particulier cette limite n'est pas atteinte avant l'écroulement de tension, l'indice vaut alors λ_{max} .

Algorithme d'estimation du "ILST"

Le programme réalisé s'appuie largement sur les fonctions développées dans PSAT [6] telles que le continuous power flow qui y est programmé en matlab. La fonction d'évaluation du *ILST* peut ainsi être divisée en 2 parties :

- 1 - on effectue un CPF en enregistrant les valeurs de tension en chaque noeud et λ à chaque itération. Cette étape permet également d'obtenir λ_{max} .
- 2 - pour chaque noeud on évalue $\delta V_i / \delta \lambda$ à chaque itération. On compare par rapport à la limite prédéfinie et on extrapole la valeur de $\lambda_{ILST}(i)$.

APPLICATIONS DU « ILST » AU RESEAU IEEE 118 NOEUDS

Cette section rassemble les résultats obtenus lors de l'application du *ILST* au réseau IEEE à 118 noeuds.

Comparaison de différentes valeurs de L

Dans un premier temps, la valeur limite L est analysée en étudiant la distribution des valeurs de λ_{ILST} dans un réseau IEEE 118 noeuds où les pertes de puissance active ont été minimisées. Pour ce réseau, les critères globaux de stabilité valent : $\lambda_{CPF} = 2.214$ et $\lambda_{SNB} = 2.827$

Trois valeurs de L ont été testées : -0.5, -0.9 et -1.5.

1) $L = -0.5$

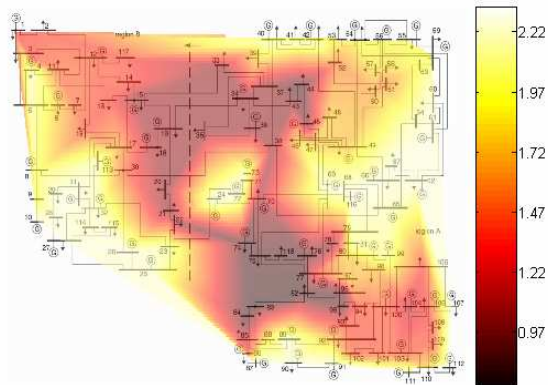


Figure 5. Distribution extrapolée de λ_{ILST} en chaque nœud du réseau IEEE 118 nœuds dans lequel les pertes actives ont été minimisées. Dans le cas présenté, $L=-0.5$.

2) $L = -0.9$

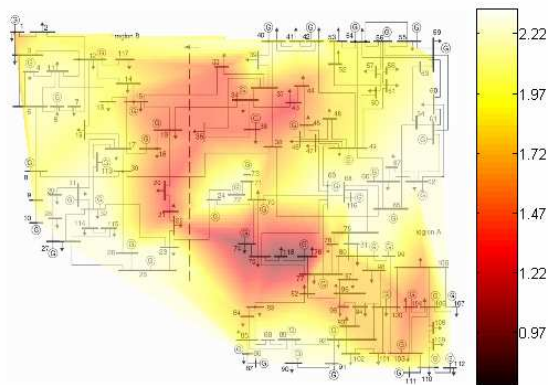


Figure 6. Distribution extrapolée de λ_{ILST} en chaque nœud du réseau IEEE 118 nœuds dans lequel les pertes actives ont été minimisées. Dans le cas présenté, $L=-0.9$.

3) $L = -1.5$

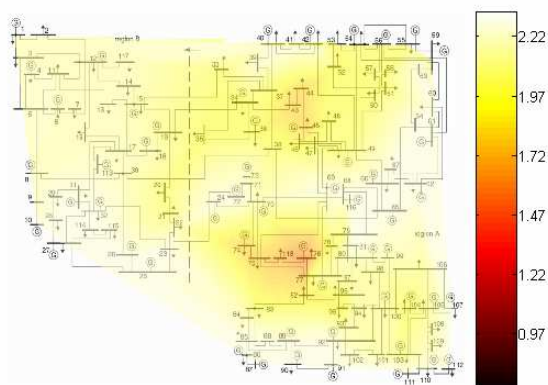


Figure 7. Distribution extrapolée de λ_{ILST} en chaque nœud du réseau IEEE 118 nœuds dans lequel les pertes actives ont été minimisées. Dans le cas présenté, $L=-1.5$.

4) Analyse des résultats

Les zones où l'indice ILST est élevé avec une limite basse ($L=-0.5$) présentent toutes les garanties d'une bonne stabilité. On y retrouve d'ailleurs un indice élevé avec des limites L plus restrictives.

Au contraire, les indices ILST faibles avec une limite restrictive ($L=-1.5$) indiquent plus précisément les régions particulièrement où les problèmes de stabilité sont plus probables. Les figures 8, 9 et 10 montrent ainsi que le réseau IEEE 118 nœuds compte 2 zones particulièrement vulnérables. L'une se situe autour des nœuds n°118, 77, 38, 74 et l'autre autour des nœuds n°37, 44, 43.

La limite L doit donc être définie en fonction du réseau à exploiter de sorte à avoir un contraste maximal d'indices de stabilité. Dans le cas présenté ici, une limite $L=0.9$ semble tout à fait acceptable pour l'observation locale de la stabilité de tension.

Comparaison des fonctions d'optimisation du réglage tertiaire de tension

On représente la distribution des valeurs de λ_{ILST} avec $L=-0.9$ et ce, dans un réseau où le réglage tertiaire de tension a été fait selon les fonctions d'optimisation suivantes :

1) *Minimisation des pertes actives*

Le cas d'une minimisation des pertes actives avec un indice $L=-0.9$ est présenté en Figure 9.

2) *Minimisation des injections de puissance réactive*

Dans ce cas, les critères globaux de stabilité valent : $\lambda_{CPF} = 2.094$ et $\lambda_{SNB} = 3.068$.

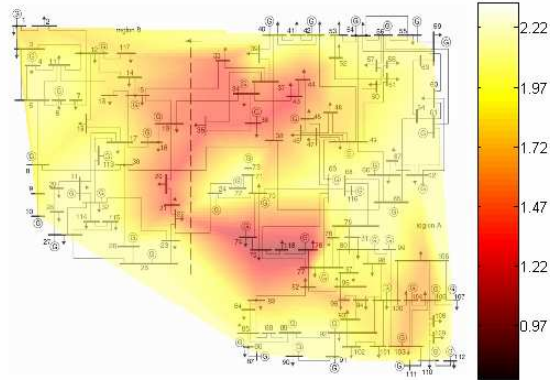


Figure 8. Distribution extrapolée de λ_{ILST} en chaque nœud du réseau IEEE 118 nœuds dans lequel les injections de puissance réactive ont été minimisées. Dans le cas présenté, $L=-0.9$.

3) *Optimisation multi objectifs*

Dans ce cas, les critères globaux de stabilité valent : $\lambda_{CPF} = 2.201$ et $\lambda_{SNB} = 4.417$.

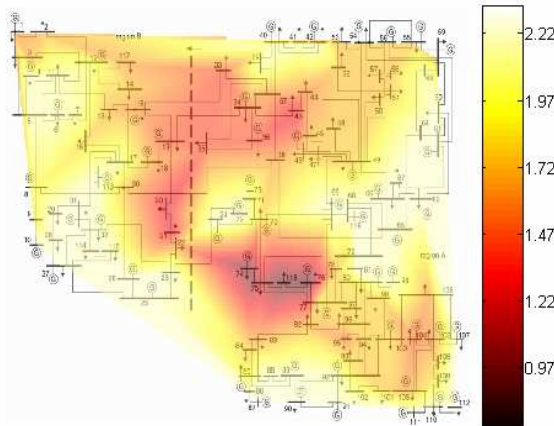


Figure 9. Distribution extrapolée de λ_{ILST} en chaque nœud du réseau IEEE 118 nœuds dans lequel une fonction mixte pertes actives - injections de réactif a été minimisée. Dans le cas présenté, $L=-0.9$.

4) *Analyse des résultats*

La comparaison des trois distributions d'indice λ_{ILST} indique que les zones les plus vulnérables restent avec chacune des fonctions d'optimisation.

L'observation des zones très stables (à indice élevé) confirme la lecture de l'indice global de stabilité délivré par le CPF : la distance à l'écroulement est plus importante lors d'une minimisation des pertes actives que lors d'une minimisation des injections de puissance réactive et que lors d'une minimisation de la fonction d'optimisation mixte (qui engendre la plus faible stabilité globale).

Par contre, on peut observer que la minimisation des injections de puissance réactive tend à uniformiser la stabilité de tension selon le critère du λ_{ILST} . Les zones les plus critiques apparaissent en effet avec des indices de stabilité moins faibles dans le cas de la figure 11 que dans la figure 9.

CONCLUSIONS

Cet article montre l'intérêt d'une méthode d'estimation locale de la stabilité. L'indice proposé, basé sur la sensibilité de la tension en chaque nœud par rapport au niveau de la demande dans le réseau est adapté à tout type de réglage du réseau : très compensé ou non. On peut comparer cette approche off line à celle développée par B. Milosevic dans [10] où l'indice local de stabilité en tension est donné par un calcul d'équivalent Thévenin en temps réel. L'analyse off line offre ici l'avantage de mieux prendre en compte les différentes contraintes du réseau (flux maximal sur chaque ligne, injection de puissance réactive maximale pour chaque générateur ou compensateur).

Son application sur un réseau à 2 zones vulnérables et avec différentes fonctions d'optimisation de réglage tertiaire de tension tend à montrer sa pertinence. Une étude ultérieure pourrait préciser l'intérêt d'un réglage qui uniformise la stabilité locale en tension dans un cas d'un réseau où les évolutions de la demande sont aléatoires.

REFERENCES

- [1] PANCIATICI, P., BENA, F., PRUVOT, P., JANSSENS, N., DEUSSE, J., STUBBE, M., «Le Réglage Centralisé de Tension : un Element Clé pour l'Exploitation Optimale des Systèmes Electriques», CIGRE session 1998, Paris, France, Cigré Paper 39-116, 1998
- [2] TAYLOR, C.W., "Reactive Power Today, Best Practices to Prevent Blackouts", IEEE Power and Energy Magazine, Vol. 4, No 5, pp. 104 – 102, 2006
- [3] HAYASHI, Y., MATSUKI, J., "Loss minimum configuration of distribution system considering N-1 security of dispersed generators", IEEE Trans. on Power Syst., Vol. 19, No 1, pp. 636-42, 2004
- [4] TAYLOR, C.W., *Power System Voltage Stability*, New York: McGraw Hill, 1994
- [5] VAN CUTSEM T., VOURNAS, C., *Voltage Stability of Electric Power Systems*, Kluwer Academic Publishers, 1998
- [6] MILANO, F., PSAT: Power System Analysis Toolbox, Documentation for PSAT version 1.0.0, 2002. Available at <http://www.power.uwaterloo.ca>
- [7] SOTOMAYOR J., Generic bifurcations of dynamical systems. In *Dynamical Systems*, M.M.Peixoto, Academic Press, 1973.
- [8] CANIZARES, C.A., ALVARADO, F.L., "Point of Collapse and Continuation Methods for Large AC/DC Systems," IEEE Trans. on Power Syst., Vol. 8, No. 1, pp. 1-8, 1993
- [9] CANIZARES, C.A., "Conditions for Saddle-Node Bifurcations in AC/DC Power Systems," *International Journal of Elect. Power & Energy Syst.*, Vol. 17, No. 1, pp. 61-68, 1995
- [10] MILOSEVIC, B., BEGOVIC, M., "A Network of Phasor Measurement Units for Voltage Stability Monitoring and Control," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 1, pp. 121-127, 2003