

Zeitschrift:	Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses
Herausgeber:	Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Band:	72 (1981)
Heft:	1
Artikel:	Analyse de la sécurité d'exploitation d'un réseau électrique
Autor:	Rossier, C.
DOI:	https://doi.org/10.5169/seals-905051

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 26.01.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Analyse de la sécurité d'exploitation d'un réseau électrique

Par C. Rossier

621.315-192;

La sécurité d'alimentation en énergie électrique est un concept dont l'importance croît sans cesse. Après avoir défini les buts poursuivis par l'analyse de sécurité, cet article décrit deux méthodes permettant de contribuer efficacement à la résolution des problèmes posés. Leurs performances et leurs limites sont discutées. Une application à un réseau de 25 nœuds illustre ces méthodes.

Die Bedeutung der Versorgungssicherheit der elektrischen Energie nimmt dauernd zu. Nach der Definition der Ziele der Sicherheitsanalyse beschreibt der Aufsatz zwei Methoden, die zur Lösung der gestellten Probleme viel beitragen. Deren Möglichkeiten und Grenzen werden besprochen und am Beispiel eines Netzes mit 25 Knoten dargestellt.

1. Introduction

Ces dernières années ont été marquées par plusieurs interruptions générales de l'alimentation en énergie électrique. Les conséquences furent telles qu'elles eurent un écho international, inquiétant les citoyens des pays industrialisés. En effet, la dépendance à l'égard de l'électricité est si grande à l'heure actuelle, que toute perturbation a des incidences profondes et immédiates sur l'activité humaine.

Le rôle des entreprises de production, transport et distribution d'énergie électrique est d'assurer l'approvisionnement des usagers avec une qualité de service dont les exigences dépassent largement ce qui est admis dans les autres secteurs industriels et économiques. Or l'évolution actuelle des réseaux tend vers une croissance continue de leur complexité, vers l'implantation de très grosses unités de production, mais également vers une saturation des moyens existants, rendant ainsi la tâche très difficile aux exploitants. Toute erreur humaine, toute défaillance de matériel peut avoir des conséquences graves.

Il devient donc nécessaire de mettre à la disposition des exploitants des moyens efficaces leur permettant d'assurer la sécurité d'alimentation en énergie électrique. Le Centre d'Etude des Réseaux Electriques (CERE) de l'EPFL se préoccupe de ce problème et développe divers outils à l'intention des entreprises électriques.

Cet article présente deux méthodes fort différentes sur le plan des fondements mathématiques mais qui se complètent pour des applications en temps réel. La première est basée sur un modèle à courant continu (DC flow), tandis que la seconde fait appel à un algorithme de recherche opérationnelle (flot maximal à coût minimal). Pour chacune des méthodes, on décrira tout d'abord le modèle du réseau, puis les bases mathématiques, les applications possibles. Les approximations effectuées et leurs implications seront discutées; un exemple sur un réseau à 25 nœuds illustrera enfin ces méthodes.

2. Définition des objectifs de l'analyse de sécurité

2.1 Régimes de fonctionnement

Un réseau de production-transport-distribution d'énergie électrique (PTD) est défini par son état et par son régime de fonctionnement. L'état est donné par l'ensemble des tensions nодales, des productions et consommations de puissance active et réactive. Il peut être déterminé à l'aide d'un estimateur d'état [1; 2] sur la base des téléméasures et télénformations. Le régime de fonctionnement est une mesure qualitative de l'état du réseau [3]. On distingue les 4 régimes suivants: sain, critique, perturbé, défaillant.

Le régime *sain* est évidemment le mode d'exploitation souhaité. Toute défaillance d'un élément du réseau n'a aucune conséquence sur l'approvisionnement des charges. On définit

divers niveaux de sécurité: un niveau (N-X) indique que X éléments du réseau sur N peuvent être défaillants sans pour autant perturber l'alimentation en énergie. Dans la pratique, on préfère définir un ensemble de perturbations (les plus probables ou les plus dangereuses) que le réseau doit pouvoir surmonter.

Le *régime critique* caractérise le mode de fonctionnement lorsqu'il existe une ou un ensemble de perturbations entraînant la violation de contraintes dans le réseau, par exemple la surcharge de lignes ou transformateurs, une puissance de court-circuit dépassant le pouvoir de coupure de disjoncteurs, une variation de tension supérieure à la tolérance ou une variation de fréquence supérieure à la tolérance.

Le *régime perturbé* est atteint lorsque des contraintes sont violées. On peut alors assister à des déclenchements successifs d'éléments en fonction de leurs modes de protection. La stabilité statique est touchée.

Le *régime défaillant* est caractérisé par le fait qu'il y a interruption de l'alimentation en énergie en divers points du réseau. Celui-ci peut se trouver partagé en plusieurs zones indépendantes (ilotage). Il existe de graves problèmes de stabilité dynamique pouvant entraîner l'effondrement complet du réseau.

La transition d'un régime à un autre est provoquée soit par des perturbations (variations inattendues de la charge, défaillance d'éléments), soit par des actions du centre de conduite ou d'automates locaux. La figure 1 illustre les diverses transitions possibles.

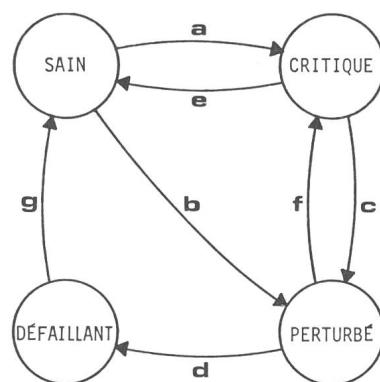


Fig. 1 Régimes de fonctionnement d'un réseau, définition des transitions

- a défaillance d'un élément, variation brusque de la charge
- b perturbation grave non considérée dans l'analyse de sécurité
- c perturbations additionnelles
- d déclenchements successifs (action des protections)
- e action des fonctions de conditionnement du centre de conduite
- f action des fonctions de sauvegarde (délestages, reconfiguration du réseau)
- g reconstruction du réseau

2.2 Objectifs de l'analyse de sécurité

Ils sont essentiellement au nombre de deux: la surveillance du régime de fonctionnement et la définition des actions à entreprendre.

Connaissant l'état du réseau, on détermine son régime de fonctionnement en simulant les conséquences de perturbations pré-définies. Les méthodes à employer consistent en l'utilisation de programmes de simulation rapides. La précision des résultats est secondaire vis-à-vis de la vitesse d'exécution, car il s'agit d'étudier un très grand nombre de cas en un temps minimum. Cependant, il est nécessaire que les informations ainsi obtenues soient cohérentes avec le comportement réel du réseau.

Une fois le régime connu, il est nécessaire de déterminer les actions à entreprendre afin de ramener le réseau dans un régime sain si besoin est (actions de sauvegarde) ou d'améliorer le niveau de sécurité (actions prophylactiques). On doit alors faire appel à des méthodes d'optimisation qui permettent de définir une configuration du réseau PTD telle que les diverses contraintes soient respectées [4; 5]. Dans ce cas également, la rapidité d'exécution prime sur la précision des résultats pour autant que ceux-ci restent cohérents avec la réalité.

Ces objectifs concernent principalement l'analyse de sécurité en temps réel. Cependant, la même analyse peut s'effectuer à titre prévisionnel; c'est-à-dire que, connaissant l'évolution de la charge, ayant défini un plan de production et une topologie, on cherche à savoir si le schéma adopté satisfait aux exigences de sécurité. On peut de plus déterminer par avance les mesures à prendre en cas de perturbations.

En ce qui concerne les perturbations, elles peuvent être de nature stochastique (variations imprévues de charge, défaillance d'éléments ...) ou déterministe (évolution prévue de la charge, mise hors-service d'éléments pour travaux d'entretien). Dans le cas particulier des travaux de maintenance, l'analyse de sécurité permet de vérifier, avant tout déclenchement d'éléments, que cela n'aura pas d'incidence sur l'exploitation et, si nécessaire, on déterminera une configuration telle que celle-ci ne sera pas perturbée. Par ailleurs, on peut définir le type et la localisation de nouveaux éléments à installer afin que le réseau satisfasse aux exigences de sécurité des exploitants.

2.3 Moyens d'action

On influence le niveau de sécurité en agissant sur les éléments suivants:

- a) couplage des jeux de barres dans les postes
- b) topologie du réseau
- c) allocation des productions
- d) réserve tournante
- e) délestage de charges
- f) éléments de compensation de l'énergie réactive
- g) gradins des transformateurs

Ils constituent les variables à introduire dans les divers programmes d'analyse de sécurité. Les deux modèles décrits ci-après considèrent les éléments b) à e).

3. DC-Flow

Le DC-Flow est un programme calculant la répartition des puissances actives dans un réseau sur la base d'équations linéaires (modèle informatique des anciennes tables à courant continu). Ce programme est l'épine dorsale d'un logiciel d'analyse de sécurité développé à l'EPFL.

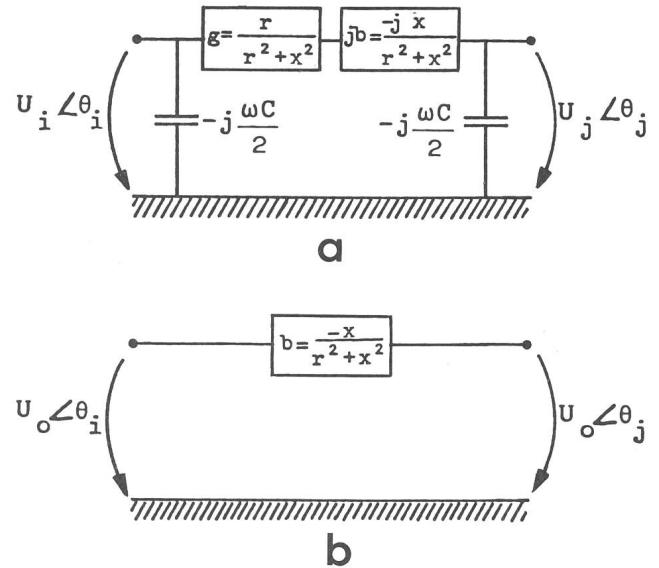


Fig. 2 Schéma équivalent d'une ligne

a pour un load-flow complet
b pour le DC-Flow

3.1 Représentation du réseau

En plus des hypothèses communément admises pour le calcul de la répartition des puissances actives et réactives, on admet que:

- le réseau est sans pertes
- la résistance est négligeable vis-à-vis de la réactance longitudinale (lignes et transformateurs), $r_{ij} \ll x_{ij}$
- les tensions en module ont une valeur fixe, généralement égale aux tensions nominales, $U_i = U_{i0}$
- les rapports de transformation sont égaux aux rapports des tensions nominales du réseau $\bar{U} = U_{10}/U_{20} = 1$ p. u.
- les déphasages sont inférieurs au radian ($\theta_i - \theta_j \ll 1$ rd, donc $\sin(\theta_i - \theta_j) \approx \theta_i - \theta_j$ et $\cos(\theta_i - \theta_j) \approx 1$).

La figure 2 donne le schéma équivalent d'une liaison (ligne ou transformateur) utilisée par le DC-Flow.

Considérons l'équation non-linéaire du transit de puissance active dans une ligne:

$$P_{ij} = (U_i^2 - U_i U_j \cos \theta_{ij}) g_{ij} - U_i U_j b_{ij} \sin \theta_{ij} \quad (1)$$

avec $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$

$$g_{ij} = r_{ij} / (r_{ij}^2 + x_{ij}^2)$$

$$b_{ij} = -x_{ij} / (r_{ij}^2 + x_{ij}^2)$$

Les hypothèses ci-dessus réduisent cette équation à l'expression linéaire

$$P_{ij} = -b_{ij} \theta_{ij} \quad (2)$$

ou

$$P_{ij} = \frac{x_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} (\theta_{ij} - \theta_j) \quad (3)$$

On conserve tel quel le terme $x_{ij} / (r_{ij}^2 + x_{ij}^2)$ dans le but de réduire l'erreur lorsque le réseau comprend des lignes où r_{ij} est non négligeable vis-à-vis de x_{ij} . Si par exemple, $x_{ij} = 3 r_{ij}$, on ferait une erreur de 10% sur P_{ij} en ne considérant que $1/x_{ij}$.

3.2 Equations du DC-Flow

Selon la première loi de Kirchhoff, la somme des puissances en un nœud est nulle, donc:

$$P_{gi} - P_{ei} = \sum_j P_{ij} \quad (4)$$

ou, selon (2)

$$P_{gi} - P_{ei} = \sum_j -b_{ij} (\theta_i - \theta_j) \quad (5)$$

et en notation matricielle:

$$[P_{net}] = -[B] [\theta]$$

avec P_{gi} production au nœud i

P_{ei} charge

$[P_{net}]$ matrice des injections nettes aux nœuds

$[B]$ matrice des susceptances longitudinales

$[\theta]$ matrice des phases des tensions nodales

Le système à résoudre est alors

$$[\theta] = -[B]^{-1} [P_{net}] \quad (7)$$

On ne le résoud pas directement, car l'inversion de la matrice $[B]$ demanderait trop de temps calcul et de place en mémoire. On transforme $[B]$ en un produit de deux matrices, l'une triangulaire inférieure $[L]$, l'autre triangulaire supérieure $[U]$:

$$[B] = [L] [U] \quad (8)$$

et on résoud par substitution progressive pour $[\theta]$

$$[P_{net}] = [L] [A] \quad (9)$$

puis par substitution régressive pour $[\theta]$

$$[A] = -[U] [\theta] \quad (10)$$

Ce mode de résolution est extrêmement rapide et ne requiert qu'une place en mémoire réduite.

3.3 Application à l'analyse de sécurité

La figure 3 montre le DC-Flow avec les modules permettant de simuler le comportement du réseau face aux diverses perturbations pré-définies et de déterminer les mesures à prendre.

Simulation des systèmes de protection: On représente les protections à maximum de courant et celles à minimum de fréquence. On peut ainsi simuler des cascades d'événements (déclenchement de lignes, délestages locaux de charges) consécutifs à des surcharges excessives ou à une trop forte chute de fréquence.

Stabilité dynamique linéarisée: On détermine s'il n'y a pas de perte de synchronisme entre divers groupes producteurs; d'autre part on simule l'évolution de la fréquence.

Simulation du réglage primaire: Lors de défaillance d'une unité de production, on répartit le déficit de puissance entre les diverses centrales ayant une réserve tournante en fonction du statisme du réglage primaire.

Optimisation (programmation linéaire): On calcule une répartition des productions ainsi que d'éventuels délestages afin que toutes les contraintes du réseau soient respectées.

3.4 Commentaires

Cet ensemble permet d'effectuer des analyses détaillées malgré les hypothèses faites. En effet, la précision des résultats est suffisante pour que le comportement du réseau soit correctement représenté. Des tests effectués sur des réseaux réels montrent un écart moyen de 3 à 5 % entre les résultats du DC-Flow et ceux d'un programme complet actif/réactif. Les

écart les plus grands sont observés à proximité immédiate du nœud bilan, car dans le programme complet, ce nœud doit compenser les pertes, soit environ 3 % de la charge totale du réseau, alors que le DC-Flow n'en tient pas compte. Cependant, le DC-Flow est bien plus rapide que le programme complet (5 fois ou plus) et est donc bien adapté au problème à résoudre.

4. Flot maximal à coût minimal

Il s'agit d'une méthode de recherche opérationnelle [6; 7] qui a été adaptée afin d'être appliquée aux réseaux électriques. Comme la plupart des méthodes de RO, elle peut traiter des problèmes de très grande dimension en des temps très courts.

4.1 Représentation du réseau

La représentation habituelle des réseaux a dû être modifiée afin de satisfaire aux exigences de l'algorithme. Celui-ci considère un ensemble de sommets $[I]$ reliés par des arcs orientés (i, j) caractérisés par une capacité maximale $c(i, j)$, un coût de transfert $k(i, j)$ et le flot circulant $f(i, j)$. Il existe deux sommets particuliers, la source et le puits. Les arcs qui y sont incidents ne peuvent que quitter la source resp. pénétrer dans le puits. Entre les autres sommets, l'orientation des arcs est libre, mais doit être définie. Les diverses grandeurs sont toutes exprimées par des nombres entiers.

En fonction de ces exigences, on a modélisé les éléments du réseau (VE(x) signifiant valeur entière de x):

- a) *Nœud:* Un nœud i est représenté par un sommet i du graphe.
- b) *Charge:* Elle est définie par un arc reliant le sommet (représentant le nœud où elle est connectée) au puits (fig. 4). Les caractéristiques de la branche sont les suivantes:
capacité $c(i, p) = \text{VE}(\text{charge}) (\text{MW})$
coût $k(i, p) = 0$
- c) *Production:* Une unité de production est caractérisée habituellement par sa consigne de production P_g , la réserve

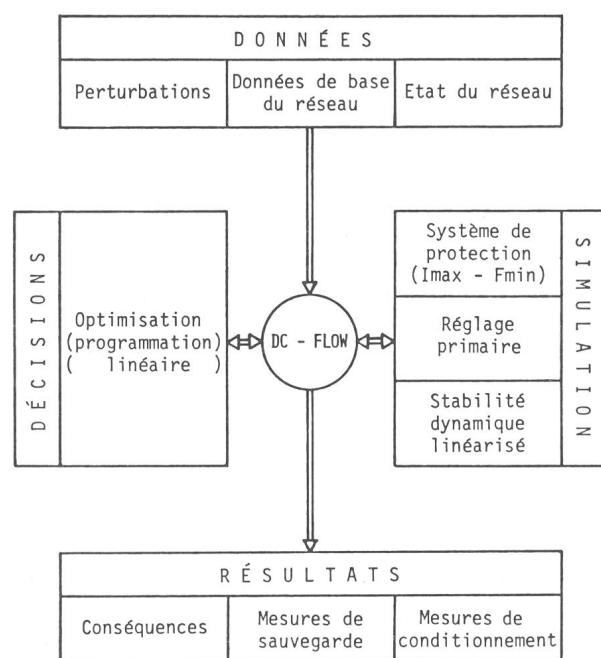


Fig. 3 Structure de l'ensemble d'analyse de sécurité

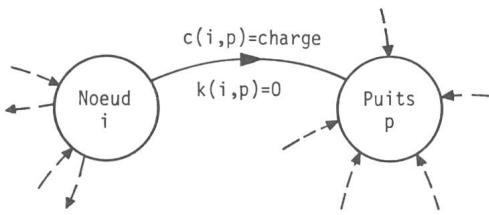


Fig. 4 Représentation des charges

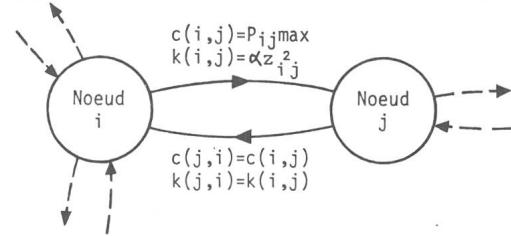


Fig. 6 Représentation des lignes et transformateurs

Capacités: $c(i,j) = c(j,i) = P_{ij\max}$ (MW)
 Coûts: $k(i,j) = k(j,i) = VE[\alpha(r_{ij}^2 + x_{ij}^2)]$
 où α est un coefficient d'adaptation

tournante disponible P_r , sa capacité $P_{g\max}$, sa participation au réglage $f/P \cdot \delta$. On est amené à dissocier la production de base et la réserve, afin de forcer l'algorithme à utiliser de préférence les productions de base avant les réserves, et ainsi à se rapprocher des caractéristiques d'un DC-Flow. La figure 5 illustre le modèle pour la production.

d) *Lignes et transformateurs:* Ces éléments sont réduits à de simples arcs orientés reliant les deux sommets correspondant aux nœuds origine et extrémité. Etant donné que le flux de puissance peut circuler dans les deux sens, il est nécessaire de définir deux arcs d'orientation opposée (fig. 6).

On utilise la méthode de flot maximal à coût minimal afin de représenter au mieux les caractéristiques d'un réseau. On peut montrer que dans un réseau électrique les courants se répartissent de façon à ce que les pertes soient minimales. Si on transforme les pertes en coûts, un réseau minimise les coûts de transport, ce qu'on cherche à faire. Cependant, les pertes sont proportionnelles au carré du courant et malheureusement le modèle ne considère qu'un coût qui est fonction linéaire du flot. Cette approximation va déséquilibrer la répartition des puissances par rapport à un load-flow.

La figure 7 montre quel est l'équivalent d'un réseau dans le domaine des graphes.

4.2 Algorithme

Le problème s'énonce ainsi: déterminer un flot f dans un réseau R tel que son coût $K(f) = \sum_{(i,j) \in R} k(i,j) f(i,j)$ soit minimum

L'algorithme est le suivant:

- Déterminer un flot initial à coût minimum (appel à un algorithme de recherche du plus court chemin).
- Construire un réseau annexe R^* où
 - à chaque arc (i,j) de R avec $f(i,j) < c(i,j)$ correspond un arc $(i,j)^*$ de capacité $c^*(i,j) = c(i,j) - f(i,j)$ et de coût $k^*(i,j) = k(i,j)$
 - à chaque arc (i,j) de R avec $f(i,j) > 0$ correspond un arc $(j,i)^*$ de capacité $c^*(j,i) = f(i,j)$ et de coût $k^*(j,i) = -k(i,j)$.
- Déterminer un chemin de s (source) à p (puits) à coût minimum (algorithme du plus court chemin).
- Si un tel chemin n'existe pas, le flot a atteint sa valeur maximum et son coût est minimum.
- Si un tel chemin existe, poser
 $f^*(i,j) = 1$ pour $(i,j) \in$ chemin
 $f(i,j) = f(i,j) + f^*(i,j) - f^*(j,i)$ pour $(i,j) \in R$ retour à b).

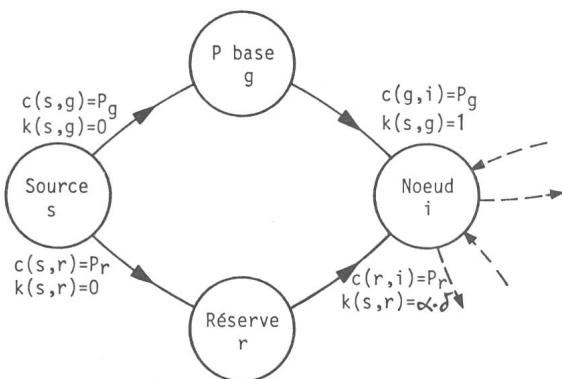


Fig. 5 Représentation des unités de production

Capacités: $c(s,g) = VE(P_g)$
 $c(g,i) = VE(P_g)$
 $c(s,r) = VE(P_r)$
 $c(r,i) = VE(P_r)$

Coûts: $k(s,g) = 0$
 $k(g,i) = 1$
 $k(s,r) = 0$
 $k(r,i) = \alpha VE(\delta)$
 où α est un coefficient d'adaptation

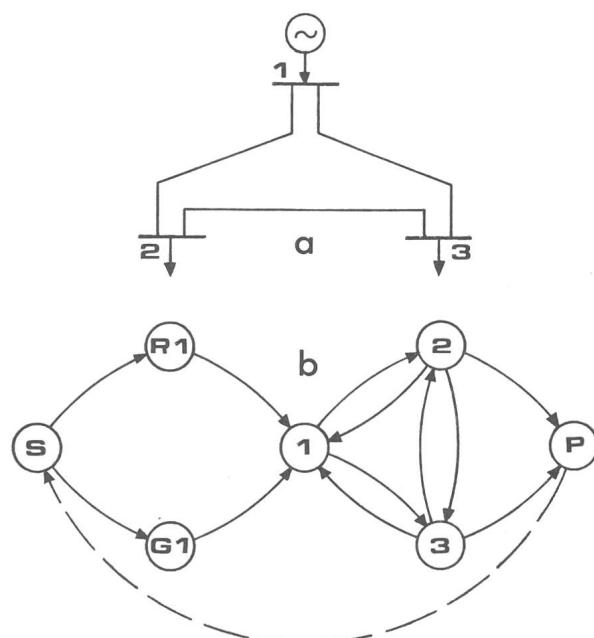


Fig. 7 Représentation d'un réseau

a schéma classique b graphe correspondant

4.3 Commentaires

Cet algorithme est très rapide (environ deux fois plus rapide que le DC-Flow), c'est ce qui le rend très attractif pour des applications d'analyse de sécurité en temps réel.

On connaît immédiatement les délestages à effectuer; ils sont donnés par les arcs non saturés (flot < capacité) reliant les sommets au puits. La différence entre la capacité des arcs et le flot qui les traverse donne la valeur du délestage à appliquer aux nœuds concernés.

On détecte également les points faibles d'un réseau en observant quels arcs sont régulièrement la cause d'un délestage.

La simulation de déclenchement de lignes ou de mise hors-service d'unités de production s'effectue en modifiant simplement les capacités des arcs correspondants soit $c(i, j) = 0$.

5. Exemple

Les deux méthodes décrites ont été appliquées à l'étude du réseau représenté à la figure 8. Il est subdivisé en 3 régions (cf. tableau I). On remarque que l'essentiel de la production est localisé dans le réseau nord, alors que la charge est concentrée dans le centre.

On a attribué à la réserve tournante un coût inversément proportionnel au taux de participation au réglage primaire. Diverses possibilités de délestage ont été définies aux nœuds 9 à 14, 20, 22 et 24. On a reporté sur le schéma du réseau les diverses productions de base et réserves tournantes, les charges ainsi que les transits de puissance (x/y) calculés par le DC-Flow (x) et par la méthode des flots (y). Les flèches indiquent le sens des transits.

Une première remarque s'impose: si le sens des transits est le même dans les deux cas (à une exception près), les valeurs des transits ne concordent pas tout à fait.

Une analyse des contingences simples a été effectuée (défaillance d'un élément à la fois, ligne ou unité de production, et simulation des conséquences compte tenu des dispositifs de protection). Dans les cas où le réseau évoluait vers un régime perturbé, les mesures de sauvegarde ont été définies.

La simulation montre que sur les 31 défaillances simples de lignes, la méthode du DC-Flow détecte 6 cas où une action

Régions du réseau d'étude

Tableau I

Région	Nœuds	Capacité de production	Charge
Nord	3 à 8	1500 MW	360 MW
Centre	1, 2, 9 à 16	600 MW	1024 MW
Sud	17 à 25	300 MW	536 MW
	Total	2400 MW	1920 MW

de sauvegarde doit être prise, alors que la méthode des flots en détecte 5. Le tableau II résume les résultats importants de cette simulation.

On voit que la méthode des flots donne des résultats qualitativement semblables à ceux du DC-Flow. En effet, on retrouve les mêmes éléments surchargés dans les deux cas, les modifications dans la répartition des productions entre les diverses régions sont également semblables ainsi que les délestages nécessaires, soit pour compenser un manque de production (simulation de la défaillance de centrales), soit pour éviter une surcharge sur certaines liaisons. Quantitativement, la méthode des flots donne des résultats plus optimistes que ceux du DC-Flow.

Ces résultats mettent en évidence les possibilités et les limites de l'algorithme des flots. On peut affirmer que cette méthode convient particulièrement bien pour une pré-étude, c'est-à-dire pour effectuer un tri des divers cas sélectionnés pour l'analyse de sécurité. Seuls les cas jugés critiques sont soumis à une analyse plus approfondie à l'aide du DC-Flow. Celui-ci reste le seul outil rapide permettant de tenir compte des effets dynamiques.

6. Conclusions

On a présenté deux méthodes qui contribuent à résoudre les problèmes de l'analyse de sécurité. Celle qui est basée sur l'utilisation d'un DC-Flow donne de très bons résultats numériques. Cependant son application à l'étude systématique de toutes les contingences pré-définies requiert un temps de calcul assez important, compte tenu des exigences de l'application

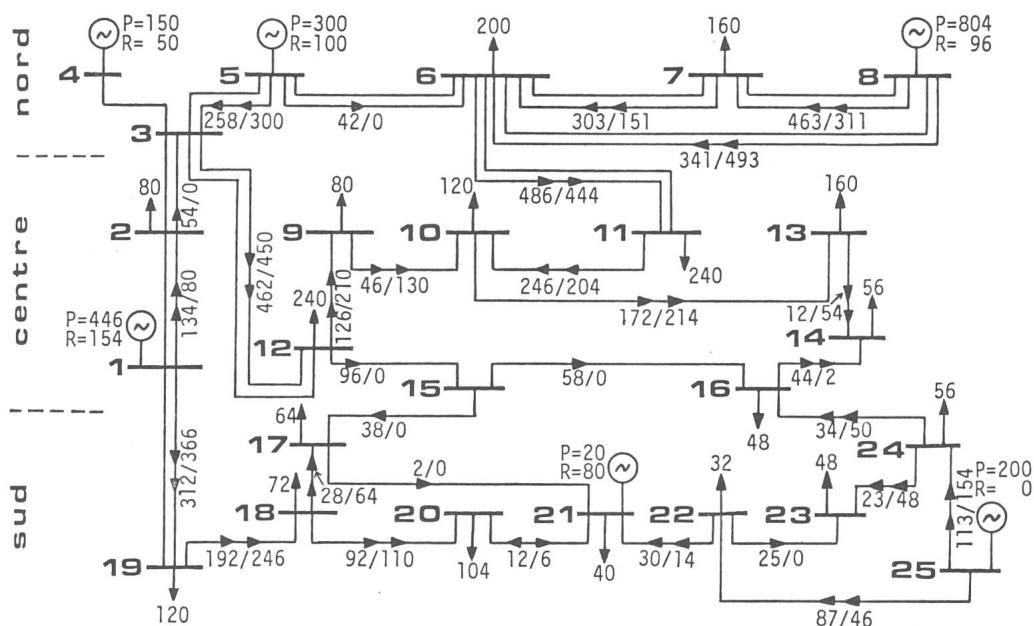


Fig. 8

Réseau test

Ce réseau comprend 25 nœuds, 6 unités de production, 41 lignes; capacité de production 2400 MW; charge 1920 MW

Défaillances	Lignes surchargées		Modification des productions						Délestages			
	L lignes	DC-Flow	Flot	DC-Flow			Flot			DC-Flow		Flot
				Nord	Centre	Sud	Nord	Centre	Sud	Centre	Sud	Centre
L 1-19	1-19	1-19	79	- 79	-	100	-100	-	-	-	-	-
L 3-12	3-12 10-11 24-25	3-12 10-11 18-19 24-25	-238	154	78	- 97	65	32	-	6	-	-
L 6-11	6-11	6-11 9-12	-158	154	4	0*	0	0	-	-	-	-
L 7-8	7-8	9-12	-154	154	-	-	-	-	-	-	-	-
L 10-11	3-5 3-12 9-12 24-25	9-12 14-16 24-25	-250	154	51	- 54	39	-	45	-	15	-
L 10-13	12-15	14-16	13	- 46	- 28	- 61	-	-	61	-	61	-
G 1	10-11	10-11	177	-446	80	246	-446	80	189	-	70	50
G 4	-	24-25	-129	129	-	- 49	49	-	-	-	-	-
G 5	-	10-11 24-25	-154	154	-	-154	154	-	-	-	-	-
G 8	9-12 24-25	9-12 24-25	-654	154	80	-654	154	80	396	24	396	24
G 25	10-11	-	46	154	-200	150	50	-200	-	-	-	-

*) Les productions n'ont pas été modifiées sur le plan interrégional, mais il y a eu une nouvelle répartition au sein de la région Nord.

en temps réel. Il faut toutefois relever que cette méthode est cinq à sept fois plus rapide que d'autres faisant appel à un modèle complet actif-réactif.

L'algorithme de flot maximum à coût minimum fournit un outil dont les résultats numériques sont certes moins précis que ceux du DC-Flow, mais qui lui est supérieur quant à la rapidité de calcul. Il est donc très utile pour effectuer un tri rapide des divers cas, mettant en évidence ceux qui doivent être analysés avec un modèle plus complet.

On peut ainsi affirmer que ces deux méthodes, loin d'être concurrentes, sont en fait complémentaires et permettent de contribuer à une exploitation plus sûre des réseaux électriques.

Bibliographie

- [1] *H.P. Horisberger, J.C. Richard and C. Rossier*: A fast decoupled static state-estimator for electric power systems. *IEEE Trans. PAS* 95(1976)1, p. 208..215.
- [2] *C.A. Rossier*: Estimation de l'état d'un réseau de transport THT par une méthode de découplage actif/réactif (P-0, Q-V). *IEEE 1976 Student Papers*, p. 208..216.
- [3] *H.P. Asal u.a.*: Störungen im westeuropäischen Verbundnetz. *Bull. SEV/VSE* 71(1980)13, p. 673..679.
- [4] *P.A. Chamorel*: Optimisation des productions d'énergie active et réactive dans un réseau électrique à haute tension par la programmation linéaire. *Bull. ASE/UCS* 72(1981)1, p. 8..13.
- [5] *A. Germond*: Application de méthodes d'optimisation à quelques problèmes de réseau d'énergie électrique. Dans: *Cours ASRO: Application des méthodes de la recherche opérationnelle à certains problèmes des ingénieurs*. Lausanne, Ecole Polytechnique Fédérale, Département de Mathématique (Association Suisse de Recherche Opérationnelle), 1979; p. 114..129.
- [6] *L.R. Ford and D.R. Fulkerson*: *Flows in networks*. Princeton/N.J., Princeton University Press, 1962.
- [7] *D. de Werra*: *Graphes et réseaux*. Cours polycopié. Lausanne, Ecole Polytechnique Fédérale, 1974.

Adresse de l'auteur

Claude A. Rossier, Ing. EPFL, Laboratoire de Réseaux d'Energie Electrique, EPFL, 16, chemin de Bellerive, 1007 Lausanne.