

Amélioration de la sécurité d'un réseau électrique assistée par ordinateur

Autor(en): **Virdis, P.**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association Suisse des Electriciens, de l'Association des Entreprises électriques suisses**

Band (Jahr): **78 (1987)**

Heft 13

PDF erstellt am: **12.07.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-903880>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.

Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.

Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Amélioration de la sécurité d'un réseau électrique assistée par ordinateur

P. Virdis

Les EEF disposent depuis 1986 d'un logiciel d'analyse de sécurité en temps réel avec les fonctions suivantes: recherche de configurations optimales d'exploitation; évaluation systématique de la sécurité du réseau; vérification par simulation, de la conséquence d'une manœuvre instantanée ou programmée; formation et entraînement du personnel de conduite. L'article présente les caractéristiques principales du système de gestion (architecture, structure de la base de données, fonctions d'analyse, dialogue).

Auf ihrer Leitstelle betreiben die FEW in Echtzeit ein Programm zur Sicherheitsanalyse mit folgenden Möglichkeiten: Bestimmen der betrieblich optimalen Netzkonfiguration, systematisches Abschätzen der Sicherheit, Überprüfen von momentanen oder programmierten Schaltvorgängen mittels Simulation, Ausbilden des Leitstellenpersonals. Der Aufsatz beschreibt die wichtigsten Eigenschaften des Systems (Architektur, Aufbau der Datenbank, Analysefunktionen, Dialog).

Conférence présentée lors de la Journée d'information ETG (ASE) du 17 mars 1987 «Conception des réseaux d'énergie électrique assistée par ordinateur» à l'EPF Lausanne.

Adresse de l'auteur

Philippe Virdis, chef Division études et constructions, Entreprises Electriques Fribourgeoises (EEF), bd Pérolles 25, 1700 Fribourg.
Ont également participé à cette étude: Prof. A. Germond et R. Cherkaoui, EPFL, Dept. d'électricité, Laboratoire des réseaux d'énergie électrique, 16, chemin de Bellerive, 1007 Lausanne;
C. Rossier, ingénieur conseil, 1066 Epalinges;
J.-P. Grangier, ingénieur, Entreprises Electriques Fribourgeoises, 1700 Fribourg.

1. Introduction

Les Entreprises Electriques Fribourgeoises (EEF) alimentent en électricité environ 185 000 habitants de 300 communes. Avec un parc de production d'une puissance installée de 225 MW répartie sur six usines hydrauliques et une usine thermique, la production des EEF s'est élevée, en 1985, à 600 GWh pour une distribution de 1200 GWh.

Le réseau de transport à haute tension (65 kV), d'une longueur totale d'environ 500 km, comporte 40 lignes et 30 nœuds constitués par les postes de transformation 65/17 kV, les usines et les postes d'interconnexion 220/65 kV.

Mis en service en 1980, le centre de conduite EEF gère les applications de contrôle-commande des usines hydro-électriques et des postes de transformation 65/17 kV. Les postes périphériques sont équipés de matériel ED 1000 et de logiciel Indactic 33 (BBC). Le poste de commande est constitué essentiellement par des ordinateurs PDP 11/34, des écrans semi-graphiques couleur, ainsi que par le logiciel BECOS 20. Actuellement, ce sont environ 6000 signaux (signalisations, alarmes, mesures, ordres, consignes, compteurs) qui sont pris en charge par le système, dont 700 mesures analogiques rafraîchies sur un cycle de 20 s.

2. Nécessité de l'extension des fonctions de conduite

Jusqu'à ces dernières années, les contraintes auxquelles était soumis le réseau et la réserve de capacité disponible permettaient d'en opérer la conduite sans engager des moyens de gestion pour assurer la sécurité de l'alimentation. Les accroissements annuels importants tant de la puissance de pointe que de l'énergie distribuée (de l'ordre de 7%), ainsi que les difficultés croissantes rencontrées pour l'octroi d'autorisations de construction de nouvelles lignes à haute tension ont rapidement modifié l'état des

contraintes sur le réseau. En effet, la charge de plusieurs lignes et postes se rapproche des tolérances supérieures en exploitation normale. Dans ces conditions, il devenait difficile d'exiger des responsables et des opérateurs du dispatching le maintien de la sécurité d'alimentation du réseau à haute tension. On constate également chez les consommateurs une plus grande sensibilité, ainsi qu'un accroissement des exigences relatives à la qualité de la fourniture, qualité qui se traduit par les critères de tenue des tensions, de minimisation des interruptions de service et de diminution de leur durée.

Pour faire face à cette évolution, les responsables des EEF ont opté pour l'implantation au centre de conduite de fonctions de gestion, afin d'assurer le maintien, voire d'améliorer la sécurité de l'alimentation. Il faut relever que le logiciel BECOS 20 assurant les fonctions de téléconduite ne comporte pas de module de gestion et ne permet pas d'intégrer de telles fonctions. Le choix s'est porté sur la réalisation d'un logiciel d'analyse de sécurité qui puisse être exploité en temps réel, en parallèle avec le système SCADA de télémesures et télésignalisations et en communication avec ce dernier.

Cet ensemble de fonctions, élaboré et mis en œuvre grâce à une collaboration entre le Laboratoire des réseaux d'énergie électrique (LRE) de l'EPFL et les ingénieurs des EEF, poursuit les objectifs suivants:

- la recherche de configurations d'exploitation optimales sur le plan de la répartition des charges, tant sur les lignes que sur les postes d'interconnexion;
- l'évaluation systématique, en temps réel, de la sécurité du réseau en exploitation (sécurité d'ordre $n-1$, $n-2$ appliquée aux lignes, aux transformateurs d'interconnexion, aux groupes dans les centrales) appelée également analyse des contingences;
- la vérification, par une simulation préalable, de la conséquence d'une manœuvre instantanée ou program-

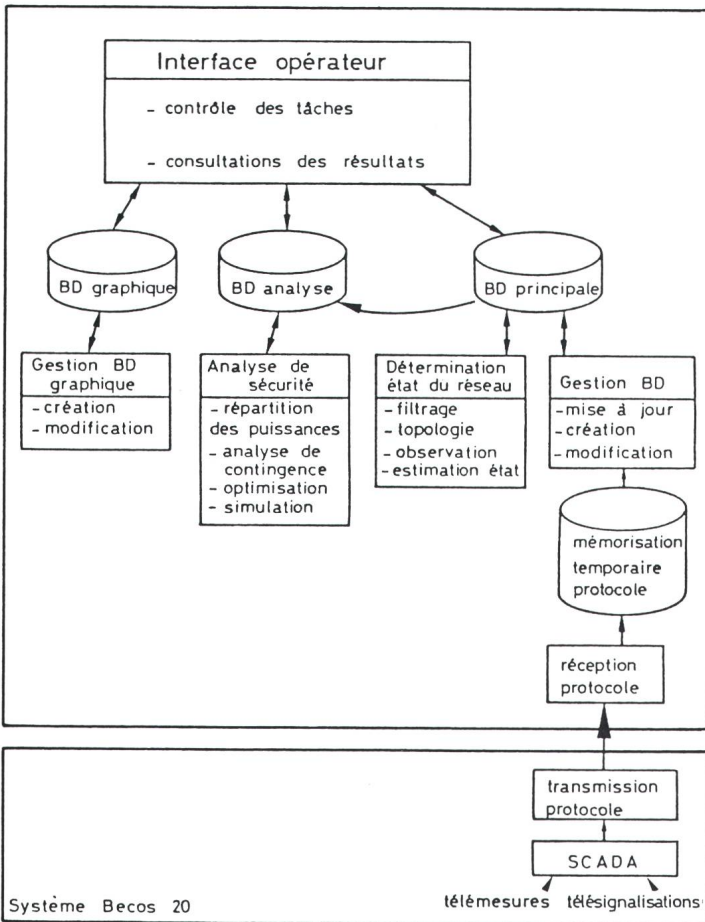


Figure 1 Architecture du système de gestion des fonctions de haut niveau

BD: Base de données

ments, ainsi que les résultats des programmes d'analyse.

4. Fonctions d'analyse

Les fonctions se répartissent en quatre groupes:

- conditionnement des informations,
- identification de l'état du réseau,
- analyse,
- simulation.

4.1 Conditionnement

Les signalisations sont traitées par une procédure d'analyse de topologie dont la fonction principale est de créer une image du réseau sous la forme exigée par les autres modules d'analyse. Compte tenu des éléments d'un poste (jeux de barres, éléments de coupure), on crée un modèle électrique unifilaire.

Les télémesures sont ensuite prises en compte par une procédure d'observabilité dont la tâche consiste à déterminer si l'état du réseau peut être identifié dans sa totalité. Il peut en effet arriver que des mesures ne soient pas transmises (par suite de défaillance

mée, ainsi que l'entraînement du personnel de conduite.

3. Architecture et base de données

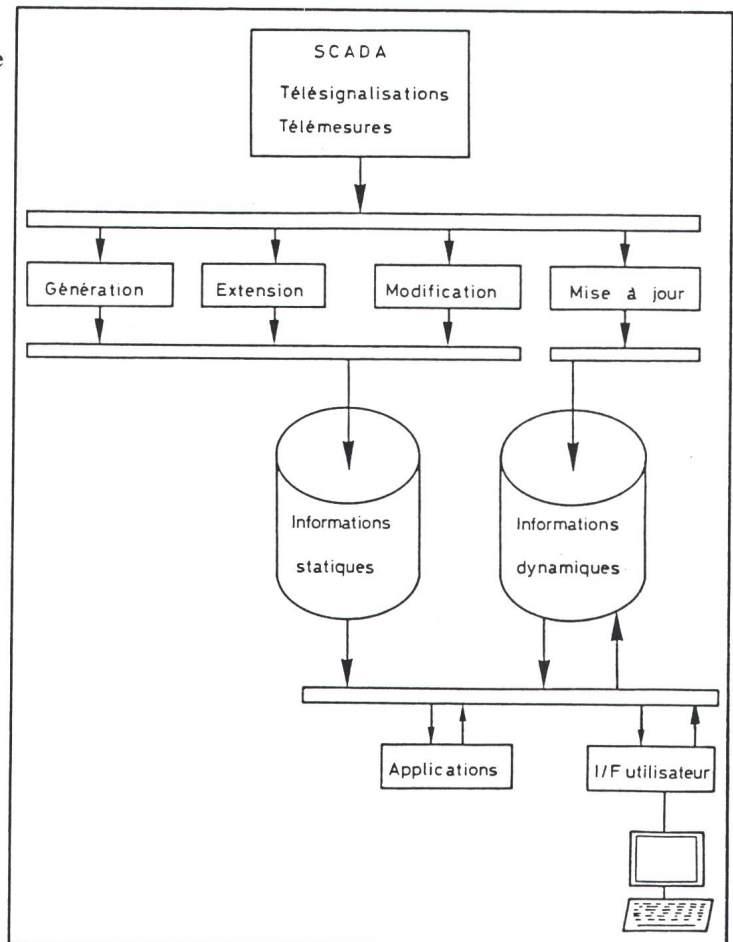
Le système de gestion inclut l'ensemble des tâches liées à l'acquisition, à la mémorisation et au traitement des informations transmises par le système temps réel BECOS 20 (fig. 1). L'opérateur contrôle le déroulement des différentes phases par le biais d'une interface conviviale.

La structure de la base de données a été optimisée en fonction du nombre et du type d'informations transmises par le système SCADA et de celles requises par les applications d'analyse de sécurité (fig. 2). On distingue deux types d'informations: les informations statiques et les informations dynamiques.

Les informations statiques décrivent les éléments de base du réseau (jeux de barres, groupes, points d'interconnexion, transformateurs, lignes, appareils de coupure, dispositifs de mesure) du point de vue des relations et des caractéristiques intrinsèques.

Les informations dynamiques comprennent les mesures, l'état des élé-

Figure 2 Gestion de la base de données



dans la chaîne de télétransmission) et que certaines zones du réseau ne puissent plus être identifiées. Ces zones doivent alors être éliminées de la procédure d'estimation d'état.

Toutefois, la procédure d'observabilité doit être précédée d'un *filtrage* des mesures, afin de ne retenir que celles qui sont exemptes d'erreur (contrôle de plausibilité). Une fois le processus de conditionnement achevé, il est possible d'activer la procédure d'identification de l'état du réseau.

4.2 Identification de l'état

Les mesures (puissances et tensions) ne constituent pas un ensemble cohérent d'informations. Il est nécessaire d'identifier l'état le plus probable du réseau à l'aide d'une procédure d'estimation, basée sur un critère de minimisation des écarts pondérés entre les valeurs mesurées et calculées. La pondération prend en compte la précision des capteurs de mesure. L'algorithme utilisé fait appel au découplage actif/réactif [1]. Une fois que l'état du réseau est déterminé, il est possible de procéder à des analyses de diverses natures.

4.3 Analyse

On cherche à déterminer l'aptitude du réseau à surmonter des défaillances simples (sécurité $n-1$), doubles (sécurité $n-2$) ou multiples (sécurité $n-k$). L'analyse de sécurité ($n-1$) et ($n-2$) tient compte de toutes les combinaisons possibles, alors que dans le cas ($n-k$), seules les situations prédéfinies

sont évaluées. L'analyse est effectuée à l'aide d'une représentation simplifiée du réseau, où seules les puissances actives et les phases des tensions sont considérées (DC-Flow) [2]. Ce modèle présente le double avantage de la rapidité de calcul et de la garantie d'obtention d'une solution, ce qui n'est pas le cas d'un modèle complet actif/réactif.

Les procédures utilisées simulent le comportement du réglage primaire, ce qui permet de tenir compte de la nouvelle répartition des productions après une défaillance de groupes.

Une procédure d'optimisation recherche une solution réalisable, compte tenu des moyens de production disponibles. Elle est activée par l'opérateur afin de résoudre les cas qu'il spécifie. Le modèle utilisé est également du type DC-Flow et fait appel à la programmation linéaire.

4.4 Simulation

La procédure de simulation permet à l'opérateur de modifier la topologie du réseau, les charges et productions. La répartition des puissances qui en résulte, ainsi que le niveau de sécurité du réseau, sont déterminés par les procédures d'analyse décrites précédemment.

5. Dialogue entre l'opérateur et le système

Le dialogue entre le système d'analyse de sécurité et l'opérateur se fait

par l'intermédiaire d'un terminal graphique couleur. L'opérateur est guidé dans son travail par un superviseur de type «menu» qui se compose d'un certain nombre d'options, dont les principales sont citées ci-après:

1. estimation d'état,
2. répartition des puissances actives: «DC-Flow»,
3. archivage des résultats «DC-Flow»,
4. répartition des puissances actives avec optimisation éventuelle des productions,
5. analyse systématique des contingences,
6. gestion d'un fichier d'événements,
7. visualisation des résultats de l'analyse des contingences,
8. archivage des résultats de l'analyse des contingences,
9. consultation et modification graphiques des données.

L'opérateur est en outre informé continuellement du déroulement de chacune de ces phases par des messages apparaissant à l'écran.

Interface graphique: l'opérateur peut consulter graphiquement les résultats et, pour les besoins d'une simulation, modifier la topologie ou les mesures directement sur l'image graphique du réseau ou d'une station.

Image du réseau: L'image du réseau (fig. 3) se compose de l'ensemble des stations et des lignes du réseau 65 kV des EEF. Une ligne surchargée appa-

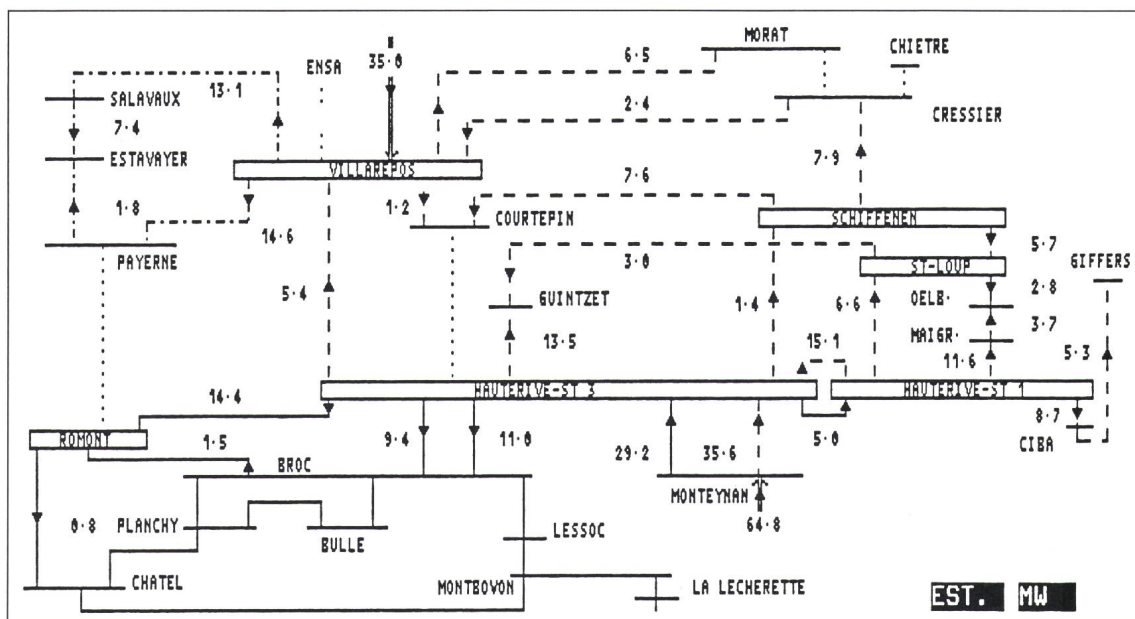


Figure 3
Image du réseau 65 kV
Les chiffres indiquent les puissances actives transitées.

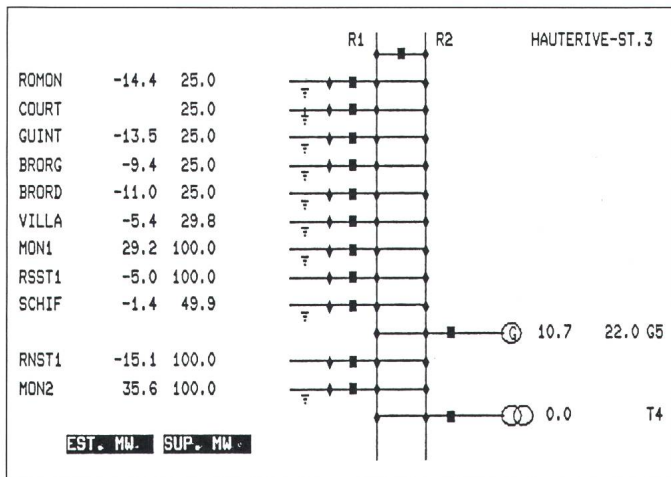


Figure 4
Image d'un poste 65 kV

La colonne de gauche indique la puissance active estimée, celle de droite la limite supérieure admissible. Partant de l'estimation d'état, on peut varier p.ex. la puissance du générateur ou certains éléments de la configuration et en contrôler immédiatement l'effet sur la répartition des puissances.

raît en rouge et les zones électriques sont désignées par des traits différents.

Sur l'image du réseau sont en outre représentées les valeurs de mesure et de calcul ainsi que le sens de transit de l'énergie d'un poste à un autre.

Image des postes 65 kV: pour chaque poste 65 kV, une image est générée dans une représentation aussi fidèle que possible à celle du système temps réel (fig. 4).

A l'aide de touches de fonction, il est très facile d'obtenir dans cette image soit:

- une visualisation des résultats (valeurs mesurées et calculées),
- une modification à des fins de simulation (mesure et topologie).

L'archivage de l'étude d'un cas est assuré par une imprimante graphique couplée au terminal. De cette façon, on évite le travail fastidieux de dé-pouillement.

L'originalité de cette interface graphique réside dans le fait que les images des postes 65 kV ne sont pas créées d'une manière interactive mais automatiquement par un programme de génération qui est activé aussitôt que la station est reconnue dans la base de données.

L'emploi d'un terminal avec interface graphique incorporé offre la possibilité d'utiliser, de façon décentralisée (à travers une liaison Modem), ce logiciel à des fins différentes.

6. Problèmes rencontrés

Dans un premier temps, ce logiciel a été développé sur l'ordinateur de réserve du système temps réel (PDP 11/34). Ceci présentait l'avantage

d'évaluer la faisabilité de l'implantation des fonctions d'analyse de sécurité avant de décider l'acquisition d'un ordinateur plus puissant et spécifique aux tâches de gestion.

Ce mode de faire a permis de constater que les applications répondaient parfaitement aux objectifs, tout en laissant apparaître les limites de la configuration initiale:

- du fait de la faible capacité de la mémoire du système, il a fallu recourir à une mémoire interne (disques) qui ralentissait considérablement les performances de ce logiciel;
- le système de réserve n'est finalement pas aussi disponible qu'on pourrait l'imaginer (maintenance du système temps réel matériel et logiciel).

Ces constatations ont finalement conduit au transfert de ce logiciel sur un système plus performant (Micro-Vax II) dédié à la gestion. Cette solution garantit d'autre part une possibilité d'extension qui permettra la mise en place d'autres logiciels.

7. Résultats

Compte tenu de l'algorithme de calcul utilisé (méthode du DC-Flow), on n'attendait pas une grande précision des résultats. L'accent a surtout été mis sur la rapidité du déroulement de l'ensemble du processus, c'est-à-dire depuis la décision de réaliser une analyse jusqu'à l'obtention des résultats. En fait, dès l'installation de l'application sur l'ordinateur de type Micro-Vax, le temps d'exécution du processus précité s'est réduit à 2 min environ, ce qui correspond entièrement à l'objectif initial.

En outre, après une expérience de plusieurs mois d'exploitation, on constate une précision de calcul largement supérieure à l'attente initiale. En comparant les valeurs simulées aux valeurs réelles transmises par le système SCADA après la réalisation effective des manœuvres préalablement simulées, on peut faire état de différences inférieures à la valeur de 5%. D'autre part, le réseau des EEF s'est avéré observable dans toutes ses configurations d'exploitation; cela provient en grande partie d'une bonne redondance du système d'acquisition des mesures (les transits actifs et réactifs sont mesurés aux deux extrémités des lignes). Lors de la phase initiale d'estimation d'état, on ne constate que très rarement le rejet d'une valeur de mesure; de plus, l'estimation d'état a, jusqu'à ce jour, systématiquement détecté les défauts de mesure (TI, convertisseurs, etc.).

L'algorithme d'estimation d'état converge en général après 5 à 8 itérations au maximum en partant d'une situation initiale dans laquelle toutes les tensions sont égales aux valeurs nominales et leurs angles nuls.

L'utilisation des modules de l'analyse de sécurité par les responsables du centre de conduite a lieu lors de:

1. la recherche de configurations d'exploitation optimale sur le plan de la répartition des charges:
 - au début du régime d'été
 - au début du régime hiver
 - en cas de forte variation de production
 - à la mise en service des lignes
 - comme assistance à l'étude et à la planification de l'extension du réseau;
2. l'évaluation systématique en temps réel de la sécurité du réseau (analyse des contingences, sécurité $n-1$, $n-2$):
 - quotidiennement
 - avant la prise de décision de travaux d'entretien lourds
 - lors de régimes perturbés (orages, défauts d'installations) comme assistance avant de décider de la nature et de la priorité des interventions;
3. la vérification, par une simulation préalable, de la conséquence d'une manœuvre instantanée ou programmée:

- avant la réalisation des manœuvres demandées par tout ordre de service (écrit ou oral)
- en phase de formation permanente des opérateurs.

8. Conclusions

Les modules d'analyse de sécurité ont été testés pendant plusieurs mois sur le site avant d'être mis en exploitation en mai 1986. Après quelques mois de pratique, les responsables du centre de conduite jugent que l'apport des modules de l'analyse des contingences (1) et de simulation (3) est important actuellement déjà pour la conduite du réseau et qu'il le sera toujours davantage à l'avenir. Ils constatent égale-

ment une amélioration sensible de la sécurité lors des manœuvres d'exploitation grâce aux informations préalables mises à leur disposition par les fonctions décrites.

L'originalité de ce développement réside dans l'indépendance totale entre l'application d'analyse de sécurité en temps réel et le système SCADA. En outre, pour satisfaire aux exigences de rapidité de calcul, la méthode dite du DC-Flow qui a été utilisée s'est avérée performante et pleinement satisfaisante sur le plan de la précision des résultats. Enfin, l'indépendance complète de ces modules par rapport au système de téléconduite (calculateur et logiciel séparés) permet d'éviter une dégradation des performances du systè-

me de contrôle-commande. L'installation des programmes d'analyse de sécurité peut de la sorte être opérée dans tout centre de conduite, indépendamment de la structure et des équipements en place.

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. Rossier: Analyse de la sécurité d'exploitation d'un réseau électrique. Bull. ASE/UCS 72(1981)1, p. 2...7.

An SICAD kommt keiner vorbei

