

# Analyser la sûreté d'exploitation du réseau électrique : vers une approche plus exhaustive des futurs possibles

J.P.PAUL, J.POMPEE

G.TESTUD

RTE Dépt Méthodes et Appui

RTE Dépt Exploitation du Système Electrique

**Mots-clés** : sûreté, réseau électrique, arbres de décision

## Accroche

Dans un marché de l'électricité ouvert, avec de nombreuses transactions journalières ou infra-journalières entre acteurs, les conditions d'exploitation du système électrique deviennent très difficiles à prévoir de manière déterministe. Parmi les outils développés pour maîtriser ces incertitudes, RTE a mis au point une approche statistique des situations plausibles afin de définir les critères permettant d'apprécier le niveau de sûreté.

## L'essentiel

La tendance générale en Europe est d'exploiter les systèmes de transport au plus près de leurs limites. La mise en place du marché intérieur de l'électricité en Europe a augmenté sensiblement la variabilité des conditions d'exploitation, rendant l'appréciation du niveau de sûreté toujours plus délicate. Cette évaluation requiert l'examen d'une grande variété de situations, en tenant compte des phénomènes dynamiques. Les deux opérateurs de réseau à THT anglais (NGT) et français (RTE) ont uni leurs efforts pour mettre au point la démarche et l'outil appropriés pour conduire ces études. Pour extraire l'information pertinente noyée dans de très volumineux résultats, ils font appel aux techniques statistiques dites du « data-mining » ... issues du marketing !

Cet article est suivi d'un article complémentaire de NGT, qui présente les utilisations d'ASSESS à NGT.

## Synopsis

The general trend in Europe is to push the operation of power system towards their limits. The European electricity market, now fully operational, has increased the variability of operation conditions. As a result, the estimation of security level of the system is a more and more difficult task. This estimation needs to investigate a big number of various situations and to take into account some transient phenomena. NGT and RTE, the English and the French Transmission System Operators, have commonly developed a method and an associated tool, adapted to this type of analysis. In order to extract the important information, which is hidden in a very big volume of results, they use statistical techniques, such as "data-mining", initially tuned for... marketing studies.

This article is followed by a complementary article written by NGT, which presents the ASSESS usages at NGT.

## Article

### **1. Quelques éléments de la problématique à traiter**

#### **Préparer un fonctionnement sûr, alors que les aléas sont de plus en plus importants**

La tendance générale en Europe est d'exploiter les systèmes de transport au plus près de leurs limites. En particulier du fait de la difficulté de réalisation de nouveaux ouvrages pour des raisons environnementales et du fait de l'accroissement des échanges, alors même que les capacités d'interconnexion restent relativement limitées. Parallèlement, la mise en place du marché intérieur de l'électricité en Europe augmente sensiblement les incertitudes qui pèsent sur la conduite du système, en particulier sur la localisation de la production effectivement en fonctionnement à un instant donné, de même que sur le niveau et le sens des exports/imports avec les systèmes voisins, qui peuvent typiquement s'inverser en quelques heures. Ces incertitudes sur les injections et soutirages, plus

fortes qu'à l'époque des entreprises monopolistiques et intégrées, s'ajoutent aux incertitudes traditionnelles, résultant des indisponibilités fortuites d'ouvrages de transport et de production.

Dans ce contexte de plus en plus incertain, l'opérateur de réseau doit assurer la sûreté d'exploitation, ce qui le conduit à vérifier la robustesse de ses choix pour un ensemble d'aléas croissant. L'analyse de la sûreté du réseau est donc une activité permanente pour RTE [1][2], à différents horizons de temps, qui vont du moyen-long terme au temps réel.

A l'horizon pluri-annuel, on s'intéresse à la capacité structurelle du réseau à faire face à sa mission, pour déterminer les adaptations ou renforcements nécessaires.

Aux horizons plus courts, les enjeux sont principalement liés au placement des opérations de maintenance du réseau, et à la vérification du respect de règles de sûreté (en particulier la règle quasi universelle du « N-1 » : le réseau doit pouvoir supporter la perte d'un de ses éléments). Ceci doit être réalisé en limitant au minimum les modifications requises des plans de production définies par les producteurs. Plus on se rapproche du temps réel, moins il est possible d'étudier des situations en très grand nombre sous toutes les facettes de la sûreté du système, et on est donc conduit à simplifier l'analyse en utilisant des règles et consignes, appliquées à un nombre très restreint de situations, et des outils de calcul en régime pseudo-statique du réseau (c'est à dire que, pour déterminer les risques encourus après apparition d'un incident donné, on calcule l'état électrique sur un pseudo-état permanent, correspondant à la fin des actions de réglages automatiques).

Inversement, pour définir les critères de décisions à utiliser et s'assurer de leur robustesse, il faut, hors temps réel, générer des panels importants de situations et les étudier.

Il faut par ailleurs souligner que le réseau est aujourd'hui équipé d'un ensemble d'automates et de régulations automatiques qui permettent d'utiliser au mieux le réseau, mais viennent complexifier son comportement en situation perturbée, et partant, le pronostic que l'on peut faire de son niveau de sûreté. Dans certains cas, tenir compte de ces équipements, via la simulation de la dynamique de réponse du système, est indispensable pour apprécier correctement sa sûreté. Cette simulation, lourde, est rarement accessible pour l'opérateur, surtout sur un grand nombre d'incidents envisagés. En revanche, elle peut s'avérer indispensable pour la mise au point des critères et règles d'exploitation.

En résumé, pour analyser les phénomènes de nature à mettre en danger la sûreté d'exploitation et définir les critères permettant de les détecter, il convient de **savoir analyser une grande variété de situations**, en tenant compte, pour certains problèmes, **des phénomènes dynamiques**. C'est pour mieux traiter cette problématique que RTE a développé ces dernières années une démarche et un logiciel adaptés, dénommés ASSESS, décrits ci-après. Ce travail a été conduit en collaboration étroite avec l'opérateur du réseau de transport anglais, National Grid Transco (NGT) -voir article associé de NGT-. Ces outils sont susceptibles d'être utilisés tant pour les études à moyen-long terme que pour les études de gestion prévisionnelles ou pour la mise au point de critères destinés au temps réel. L'exemple développé après la présentation de ces outils concerne la mise au point d'un critère de décision pour le temps réel.

## 2. Une démarche plus exhaustive : ses points clés

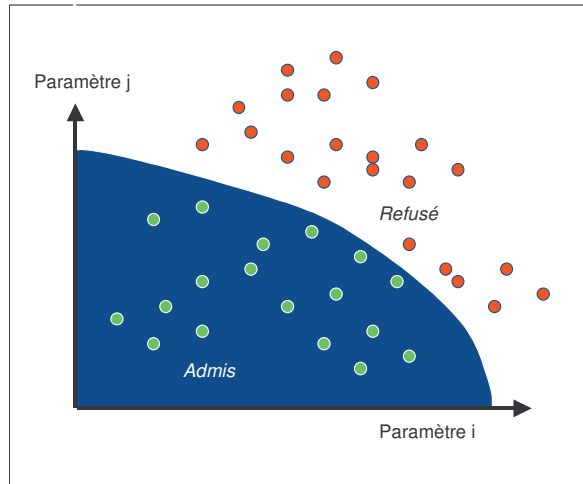


Fig. 1: Illustration de la méthode

L'objectif de la démarche "ASSESS" est représenté sur la figure 1 et peut être résumé ainsi :

Un très grand nombre de situations est généré. Pour chacune d'entre elles, un ou plusieurs calculs de réseaux permettent d'apprécier son niveau de sûreté. On en déduit, sur la base de critères techniques choisis en fonction de l'étude, une séparation en 2 catégories : « Admissible » ou « Non admissible ». Puis, on conduit une analyse, utilisant les techniques des statisticiens, que l'on peut assimiler à une classification de l'ensemble des situations, de façon à trouver la meilleure caractérisation possible de la frontière entre les situations admissibles et non-admissibles. Cette caractérisation doit être fondée avant tout sur des paramètres de fonctionnement du réseau (tensions, transits, états des automates...) les plus simples et les plus significatifs, physiquement parlant, pour un opérateur de réseau ou un ingénieur d'études du système électrique.

On peut aussi analyser un sous-ensemble de situations, afin de mettre en lumière son niveau de sûreté, ses points faibles, les causes qui expliquent le mieux les cas d'inadmissibilité : niveau de consommation trop fort, panne/indisponibilité d'ouvrages essentiels, capacités de transits insuffisants...

### 2.1 Une méthode à quatre temps

La méthode comporte 4 étapes principales, décrites ci-après, et dont l'enchaînement est synthétisé en figure 2.

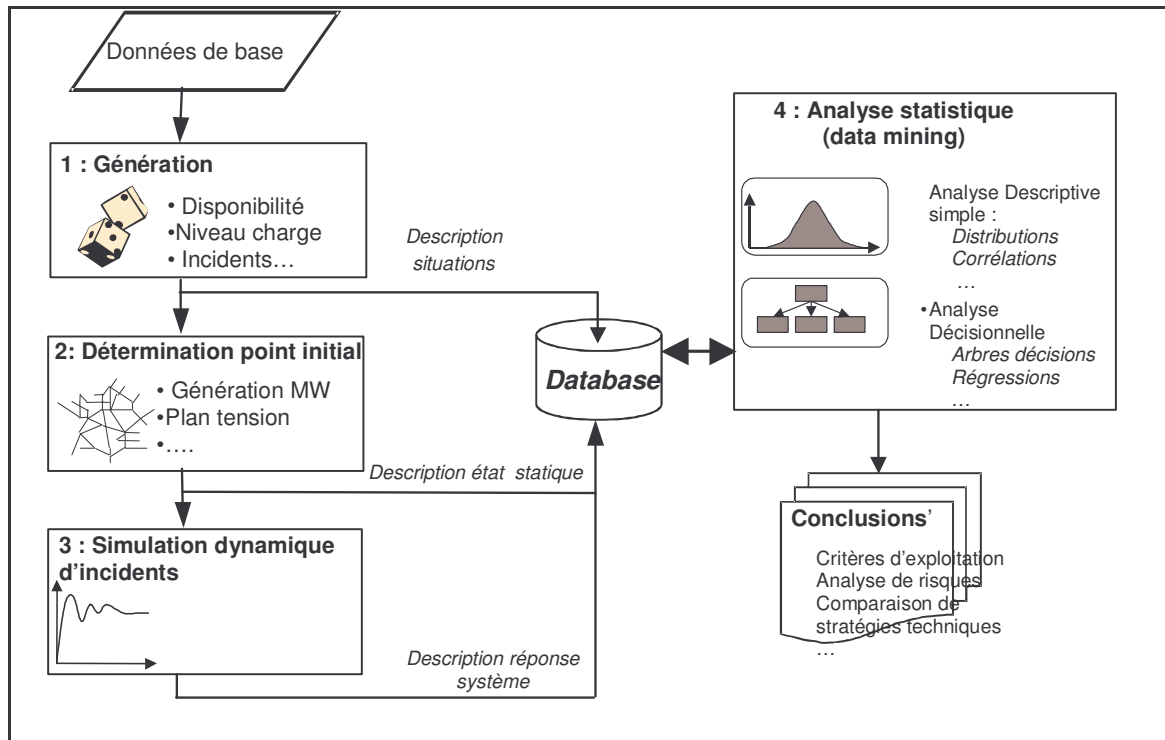


Fig. 2: Les étapes principales

### 2.1.1 Etape 1 : Génération de situations

Le but de cette étape est de fabriquer un ensemble de situations choisies, en faisant varier une partie des variables du système dans un intervalle et selon une loi de tirage aléatoire donnée.

Il est bien clair que les choix des variables à échantillonner, des intervalles d'excursion de chaque variable, des lois stochastiques utilisées, sont fondamentaux. Il est impensable de rendre aléatoires toutes les variables de tous les ouvrages du système : on obtiendrait alors une combinatoire insupportable, tant du point de vue des puissances de calcul que de la capacité de l'ingénieur à analyser et comprendre les résultats. Ces choix sont donc conditionnés par les objectifs de l'étude et la portée des résultats attendus, et font appel à l'expertise et l'art de l'ingénieur.

Toute variable technique ou économique qui caractérise la configuration en régime permanent du système électrique de même que toute donnée technique qui influe sur la réponse dynamique du système peuvent potentiellement être échantillonnées. Quelques exemples :

- Capacité, localisation et prix de production. Ceci peut permettre de modéliser la localisation et le niveau de production éolienne, en utilisant des lois susceptibles de reproduire l'aléa de niveau de vent par région, ou encore la compétitivité relative de différents moyens de production .
- Niveau et localisation de la charge: On peut ainsi représenter les différents niveaux de charge attendus sur une zone donnée, et prendre en compte le caractère aléatoire de la répartition de ce niveau de charge sur l'ensemble des points de livraison, de même que l'aléa sur le facteur de puissance (Q/P).
- Nombre et localisation des indisponibilités de groupes et de lignes (qu'il s'agisse d'ouvrages en maintenance ou d'avaries préalables à la situation étudiée) : L'utilisateur peut fixer le nombre maximum d'ouvrages hors service et rendre ces indisponibilités dépendantes de l'état de mise en service d'autres ouvrages, de façon à représenter raisonnablement la réalité complexe des programmes de maintenance.
- Réglages des paramètres d'automates tels que : protections de court-circuit, protections de sur-intensités, automates de délestage fréquence-métrique, régulateurs en charge des transformateurs...

- Séquences d'événements perturbateurs appliqués au système pendant la simulation dynamique (telles que les conditions et localisations de court-circuit et d'élimination, les instants d'actions manuelles simulées...).

Quant au nombre de situations à générer, l'expérience montre qu'il est de l'ordre de 1000 à 5000, pour ce qui concerne les états statiques. Ce nombre peut être de l'ordre de 50000 si l'on tient compte des aléas supplémentaires à prendre en compte pour les simulations dynamiques.

### **2.1.2 Etape 2 : Détermination d'un point de fonctionnement initial réaliste**

Chaque situation ainsi générée doit pouvoir représenter un état d'exploitation suffisamment réaliste, proche de l'état qui résulterait du processus de gestion prévisionnelle en J-1 puis de la conduite en temps réel. Cela nécessite de trouver quelles unités de production sont couplées et leur niveau de productions active et réactive, ainsi que le point de fonctionnement de toutes les autres variables affectant le point de fonctionnement. De plus, pour l'état trouvé :

- La répartition des MW entre les groupes doit être raisonnablement représentative du comportement des acteurs du marché dérégulé;
- Les règles d'exploitation doivent être respectées : aptitude à supporter la perte d'un élément du réseau (N-1), marge de production, contraintes de tension min/max...

On utilise pour ce faire un outil d'optimisation des transits et tensions sous contraintes de sécurité, (*security-constrained optimal power flow*) développé par RTE-DMA (code Tropic, cf article spécifique publié dans la REE). Il s'agit d'un problème non-linéaire complexe par sa taille -le nombre de variables et de contraintes est de plusieurs milliers- et son caractère non-convexe. Il utilise une méthode de résolution dite « du point intérieur ». Lorsqu'il n'existe pas de solution au problème, l'outil détermine le niveau minimal de consommation à déléster pour rendre le problème réalisable. Il revient ensuite à l'ingénieur, selon les cas, soit d'exclure ces situations du fait de leur caractère irréaliste pour la suite, soit d'étudier spécifiquement les causes qui les rendent inacceptables et les remèdes potentiels.

On peut souligner que c'est la disponibilité d'un tel outil, robuste et performant, qui a autorisé la mise en œuvre opérationnelle de l'approche développée ici.

Lorsque l'ensemble des situations a ainsi été doté d'un point de fonctionnement réaliste, l'utilisateur dispose d'une première base de données susceptible d'une analyse de discrimination entre situations acceptables et inacceptables (voir étape 4). Pour cela, il dispose de nombreux résultats, entre autres : plans de production et de tension, volumes et estimation du coût d'ajustement de la production requise par les règles de sûreté, résultats de l'analyse de sûreté statique qui caractérisent la capacité du système à supporter un ensemble d'incidents...

Néanmoins, on l'a vu dans l'introduction, certaines études requièrent un examen plus fin, tenant compte du comportement dynamique du système. C'est fréquemment le cas lorsque l'étude a pour but de mettre au point ou valider un critère d'exploitation. C'est aussi obligatoirement le cas s'il s'agit de mettre au point ou qualifier les paramètres de réglages d'automates de fonctionnement dynamique (protections, régulations...).

Dans ce cas, cette étape n'est pas en soi suffisante, mais est un préliminaire indispensable pour procéder aux simulations dynamiques.

### **2.1.3 Etape 3 : Simulations dynamiques (si requis)**

Le but de ces simulations est d'examiner la réponse du système électrique à une ou des perturbations appliquées au système, et choisies en fonction de l'étude. Les caractéristiques de ces perturbations peuvent être variables d'une situation à l'autre ou systématiques. Dans le premier cas, on veut analyser la sensibilité de la réponse du système aux variations (localisations, caractéristiques physiques...) de ces perturbations. Dans le second cas, on applique les mêmes perturbations à l'ensemble des situations statiques générées au préalable, et l'on veut s'assurer de la capacité relative de ces situations statiques à résister à cet ensemble de perturbations pré-défini.

Ces études concernent des domaines divers du comportement dynamique des réseaux électriques :

- stabilité électro-mécanique en petits mouvements ou stabilité transitoire (comportement non-linéaire suite à grande perturbation) ;
- phénomènes d'écroulement de tension localisés ou généralisés ;

- dégradation progressive du point de fonctionnement par cascades successives d'événements et d'actions d'automates de protection ;
- ... et leurs combinaisons.

Selon les buts de l'étude, l'ingénieur doit donc définir précisément quelles variables il souhaite observer. C'est en effet sur la base de ces variables et de leur combinaisons qu'il pourra ensuite déclarer chaque simulation « acceptable » ou « inacceptable ».

En termes de simulateurs, on peut utiliser un simulateur généraliste, EUROSTAG [3], qui peut aborder tout type de simulations mais requiert des temps de calcul importants, ou un simulateur rapide, ASTRE [4], adapté à l'étude des phénomènes mettant en cause la dynamique lente (ce qui exclut les problèmes de stabilité).

Comme dans l'étape 2, à l'issue de ces calculs, l'utilisateur dispose d'un ensemble de résultats dynamiques qui lui permettent de procéder à une analyse discriminante, décrite à l'étape 4. Par exemple : les tensions et transits atteints durant la simulation, les protections sollicitées, l'état final de stabilité...

#### **2.1.4 Etape 4 : Analyse statistique des résultats**

Durant les étapes précédentes, les résultats principaux sont stockés dans différentes tables de la base de données : valeurs tirées pour les variables échantillonnées, résultats des calculs statiques et dynamiques. L'utilisateur peut alors procéder à l'analyse des résultats et, si nécessaire, à la caractérisation de la frontière entre situations acceptables et inacceptables. Ceci est effectué en utilisant des logiciels du commerce spécialisés dans l'analyse statistique et le « data-mining ».

Classiquement, cette analyse se conduit en deux temps.

**Dans une première phase**, il acquiert une bonne connaissance et compréhension des résultats à l'aide d'outils simples, pilotés très facilement «à la souris». Ces outils offrent :

- des fonctionnalités de type «interrogation d'une base de données (SGBD)» : filtres de recherche et réduction des données, mise en relation de différentes tables...
- des calculs de statistiques élémentaires : histogrammes, fonctions de répartition moyennes, variances, corrélations...

Ils sont accessibles depuis des interfaces homme/machine très évoluées, permettant à un non-spécialiste des SGBD ou des statistiques d'obtenir très facilement les réponses souhaitées, et de disposer en permanence d'informations mathématiques l'assurant de la pertinence statistique des calculs effectués.

**Dans une seconde phase**, l'utilisateur va étudier en profondeur les liens entre les variations des variables et les résultats constatés, afin, entre autres, d'établir la caractérisation de la frontière. Au sein des mêmes logiciels du commerce, il utilise des algorithmes statistiques puissants, par exemple : les « classification ascendantes hiérarchiques », les « analyses en composantes principales », et surtout les « **arbres de décision** » [5]. Ce dernier outil est le plus prisé car c'est un des plus puissants du point de vue statistique, mais aussi parce qu'il fournit à l'utilisateur une représentation graphique et interactive des résultats.

Cette seconde phase va permettre de caractériser le lien entre l'état acceptable/inacceptable des situations et les variables échantillonnées, qu'elles soient de nature discrètes ou continues. Naturellement, seules certaines d'entre elles auront une influence statistiquement significatives sur le résultat. Ceci se traduira in fine par une caractérisation en terme de plages de valeurs pour ce sous-ensemble de variables et des connecteurs logiques ET ou OU entre ces valeurs. Par exemple :

*la situation est acceptable lorsque*  
 $[var\_12 < Seuil \text{ ET } var\_18 = \text{« Oui »}] \text{ OU } [var\_18 = \text{« Non »}]$

De manière générale, le critère ainsi mis en évidence doit s'appuyer le plus possible sur des valeurs physiques, qui ont du sens pour l'ingénieur.

Il va de soi que cette caractérisation ne peut être parfaite. On évalue sa pertinence en examinant d'une part le **taux d'erreurs graves** (prédiction « acceptable » d'une situation en fait « inacceptable ») et le **taux de fausses alarmes** (l'inverse). Le premier doit être minimisé parce qu'il met en cause la

sûreté d'exploitation, le second est moins dangereux mais il faut aussi le réduire car il peut induire des surcoûts inutiles, lorsque les parades mises en œuvre sont coûteuses.

Pour certaines études, on peut arriver à la conclusion qu'il n'existe pas de critère satisfaisant. Ce résultat est évidemment décevant, mais en général, l'information accumulée a permis néanmoins de beaucoup mieux appréhender la typologie des risques encourus.

Enfin, il faut souligner que l'exploitation des résultats de ce type d'étude ne se réduit pas à l'obtention d'un critère synthétique. On recherche un tel critère lorsqu'on veut mettre au point une règle d'exploitation, un critère de décision en temps réel. En réalité, la démarche présentée est multiforme, et la forme des résultats de cette analyse est très diverse, en fonction du type d'étude.

### **3. Application : mise au point d'un critère de sûreté « écoulement de tension » pour le temps réel**

Nous allons maintenant présenter un exemple d'application de cette démarche. Cet exemple traite de la définition d'un critère de sûreté d'exploitation destiné à permettre aux opérateurs temps réel de l'Unité « Système Electrique Sud-Est » d'évaluer très rapidement le risque d'écroulement en tension de la région Provence – Alpes – Côte d'Azur (que nous désignons « PACA » dans la suite par abus de langage).

#### **Une région réellement à risques**

La région PACA est une région fragile vis à vis du risque d'écroulement de tension. En effet, la structure du réseau (absence de la ligne 400 kV Boutre-Broc Carros, entre les régions de Marseille et Nice en particulier) conduit à exploiter la région de Nice pratiquement en antenne –voir Figure 3-, et le déséquilibre important entre la production (située principalement dans la vallée du Rhône) et la consommation conduit à des transits de puissance Ouest - Est importants. Cette fragilité intrinsèque a été plus d'une fois à l'origine de difficultés ou coupures dans la région ces dernières années, et tout récemment encore, lors des épisodes dramatiques de feux de forêt en juillet 2003.

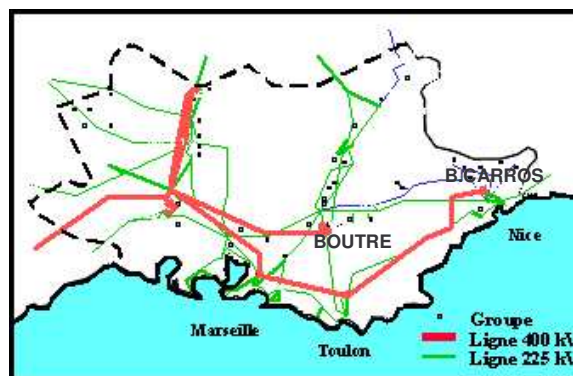


Figure 3 : zone d'étude

Avant 1997, pour s'assurer de l'absence de risque d'écroulement de tension en région PACA l'opérateur surveillait la somme des transits sur 6 lignes reliant les parties Est et Ouest de la zone. Ce critère, défini à dire d'expert, se révélait assez contraignant, occasionnant des surcoûts importants et des risques non négligeables de non-détection d'une situation à risque fort.

En 1997, dans le cadre des travaux de recherche [6] conduits pour mettre au point la démarche qui allait donner lieu à la réalisation ultérieure d'ASSESS, une première étude avait été réalisée pour définir des règles d'exploitation plus pertinentes et utilisables en temps réel. La méthode utilisée reposait sur une approche statistique du traitement des études de tension, et a permis de générer une règle d'exploitation d'utilisation aisée en temps réel.

Aujourd'hui, plusieurs hypothèses utilisées lors de l'étude de 1997 s'avèrent dépassées du fait de modifications apportées dans la structure et l'exploitation de la région, ce qui a conduit à remettre à jour cette règle d'exploitation en utilisant l'outil ASSESS.

## **La conduite de l'étude**

L'étude a pour but de déterminer **un critère simple, utilisable en temps réel**, permettant d'assurer l'opérateur que le système est robuste **en cas de perte de l'une des deux lignes à 400 kV** principales alimentant la zone ou de la perte **d'un des principaux groupes producteurs**. Le critère devant être applicable en temps réel, il doit être construit avec les seules grandeurs disponibles dans ce contexte : les grandeurs physiques télé-transmises au dispatching.

*Note préliminaire : on peut s'étonner de prime abord que l'on veuille disposer d'un critère pour ces incidents, alors qu'il ne s'agit que de critères « N-1 », qui sont pris en compte en préparation de la conduite (en « J-1 »), et peuvent aussi faire l'objet de remise à jour par des calculs de réseaux effectués au dispatching par l'opérateur temps réel. En réalité, ces calculs sont toujours entachés d'une incertitude liée à la qualité des données utilisées (écart entre la prévision et la réalisation du lendemain pour les études en J-1, estimation correcte de ces données lorsqu'elles sont issues du temps réel). De plus, ils requièrent en temps réel du temps de l'opérateur et des ressources de calcul, et ne sont donc pas toujours réalisables suffisamment régulièrement. Enfin ils sont effectués en régime pseudo-statique stabilisé, et font donc l'impasse sur les phénomènes dynamiques. Pour ces différentes raisons, et parce que le problème traité est critique pour la sûreté globale d'alimentation de toute la région, il est préférable de disposer d'un critère plus robuste, calculé off-line sur une enveloppe de situations et en tenant compte de l'ensemble des phénomènes dynamiques.*

**Lors de l'étape 1**, une base de situations est élaborée à partir d'un cas de base issu d'une réalisation typique d'exploitation. La préparation de cette base (définition des ouvrages échantillonnés et lois de tirage) constitue, dans la pratique des études, un élément primordial sur la qualité des résultats ; elle requiert un long travail méticuleux, s'appuyant sur l'échange avec l'exploitant.

On définit ainsi les lois qui permettent de rendre compte des nombreuses combinaisons qui peuvent exister entre variables d'une situation de réseau en PACA (plan de production, consommation, indisponibilités, schémas topologiques) et de représenter les incertitudes sur certaines grandeurs moins bien maîtrisées (par ex : sensibilité de la charge à la tension). A noter que le processus de tirage utilisé (relativement complexe mais atteignable avec l'outil) permet, par passes successives, d'éliminer de la base de situations les tirages incohérents aux yeux de l'exploitant (par ex : certains schémas ne sont utilisables que pour certains niveaux de consommation ou certains profils de production).

**En étape 2**, un point de fonctionnement est défini pour chaque situation. On peut noter que les contraintes de la règle de sûreté « N-1 » ne sont pas prises en compte durant le calcul d'optimisation. En effet, les incidents contre lesquels on veut se prémunir étant de type « N-1 », il faut conserver une proportion minimale de situations à problèmes, de façon à permettre à l'analyse de discrimination de fonctionner.

**A l'étape 3**, un calcul dynamique est réalisé, dont le but est de calculer l'augmentation maximale de consommation dans la zone que le système peut supporter, pour chacun des deux événements « perte de ligne 400 » ou « perte de groupe », avant de franchir les limites d'exploitation autorisées. L'ensemble des régulateurs et automates concourant tant à la dégradation qu'à la stabilisation du processus d'écroulement est modélisé.

L'exploitant a défini la marge minimum acceptable en terme d'augmentation de la consommation de la zone, de telle sorte qu'il dispose toujours, compte tenu du gradient maximum de variation de la consommation, du temps nécessaire pour reconfigurer le réseau après l'incident et éviter l'écroulement.

## **Exploitation statistique**

La base de résultats contient in fine 26000 scénarios dynamiques calculés, dont 9 % sont classés Inacceptables (marge inférieure à la valeur requise).

Tout d'abord, les variables susceptibles d'intervenir dans la définition du critère ont été listées : ce sont les transits actif ou réactif sur les lignes, les tensions aux nœuds principaux, les productions actives et réactives sur chaque groupe et les réserves correspondantes, le niveau de charge, l'indisponibilité des groupes, la position de certains couplages, soit de l'ordre de 300 variables candidates. On y ajoute quelques « variables composites », obtenues par combinaison simple de ces 300 variables de base.

L'analyse statistique de cette base, en particulier à travers la construction d'arbres de décision, a permis de mettre en évidence un certain nombre de règles permettant de séparer les situations

acceptables des inacceptables vis à vis du risque d'écroulement du réseau, en minimisant le nombre d'erreurs graves, de façon à privilégier la sûreté d'exploitation.

L'outil permet de **classer les variables envisagées par ordre décroissant d'information** pertinente portée. Avec l'aide de l'outil on trouve rapidement la combinaison la plus appropriée en fonction de l'objectif recherché (compromis erreurs graves/fausses alarmes).

Ainsi à titre d'exemple, voici représentée graphiquement l'information portée par deux variables majeures dans le problème : le niveau de production réactive d'une part (Fig 3), l'import de puissance active dans la zone d'autre part (Fig 4).

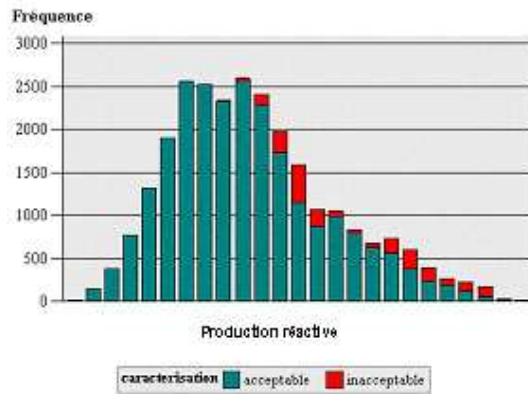


Fig 3

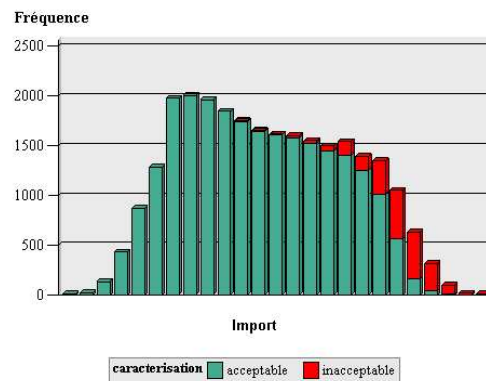


Fig 4

Dès lors qu'on croise les deux variables dans un plan, on peut déjà « voir », Figure 5, l'efficacité en termes d'erreurs graves et de fausses alarmes de la combinaison de ces deux variables :

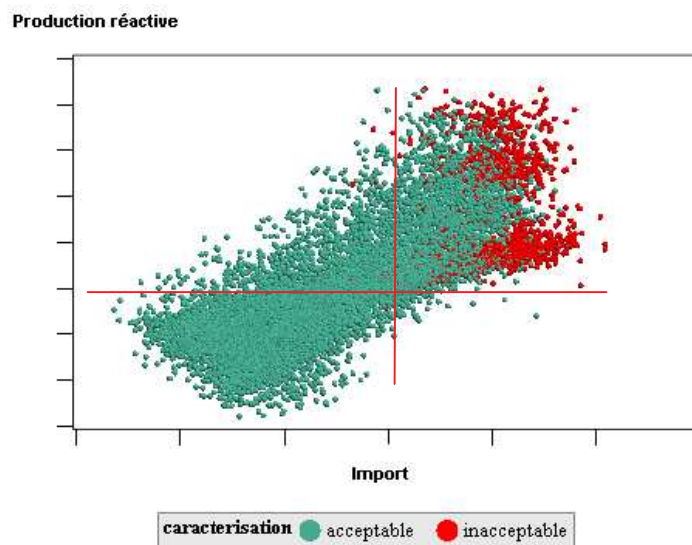


Fig. 5 : classement des situations dans le plan de deux variables majeures

L'optimisation effective (choix des variables, des seuils et des combinaisons) est évidemment réalisé inter-activement avec l'outil.

In fine, 11 critères candidats n'utilisant que les variables simples ont été mis au point, dont les performances relatives en terme d'erreurs graves et de fausses alarmes ont été comparées. Toutes ces règles ont des performances acceptables en terme d'erreur graves, mais leurs taux de fausses alarmes peuvent être très variés (entre 38 % et 77 %). La règle actuelle s'avère robuste, bien que mise au point sur un réseau plus ancien ; elle présente néanmoins un taux de fausses alarmes de 55 %.

Il est à noter qu'un critère « composite » utilisant des transformations un peu plus complexes des grandeurs de base, mais gardant une signification physique certaine, a été envisagé ; ce critère

donnait les meilleurs résultats (0 % de taux d'EG, 32 % de taux de FA), mais il n'a pu être retenu pour l'instant pour des raisons pratiques d'utilisation du système d'information.

Les résultats de l'étude, dont on a donné ici une vision simplifiée, ont servi de base de discussion avec les exploitants de la région pour le choix de la règle effectivement adoptée par la région en conduite.

On peut souligner que la base générée lors de l'étude reste disponible et pourra être réutilisée pour construire de nouvelles règles le cas échéant, en particulier en cas d'évolution du coût des fausses alarmes, à la condition que ses hypothèses de construction restent valables (topologie, exploitation, données).

## 4. En guise de conclusion

Face à des conditions d'exploitation, même à court terme, de plus en plus variables, incertaines et parfois « surprenantes », résultant de la dérégulation du secteur électrique, tant RTE que NGT, les opérateurs du réseau à THT français et anglo-gallois, cherchent à faire évoluer régulièrement les techniques, les méthodes, les procédures de façon à les rendre plus robustes à ces aléas, et ainsi continuer à conduire en sûreté le réseau. Parmi ces améliorations, leurs efforts ont été mis en commun pour mettre au point la méthode et l'outil ASSESS présentés dans cet article. **ASSESS permet d'établir des critères de décision mais aussi de qualifier des automates ou de prendre des décisions d'investissement, sur la base d'une appréciation beaucoup plus exhaustive des situations potentielles.** Il faut noter que cet outil est utilisable effectivement, parce que les moyens de calcul aujourd'hui disponibles rendent possibles des volumes de calcul qui auraient semblé totalement irréalistes il y a une quinzaine d'années. D'autre part, les outils statistiques utilisés permettent de prendre connaissance des volumes importants d'informations générés et de les organiser, ce qui autorise une analyse en profondeur des causes profondes, structurelles, à l'origine des situations de vulnérabilité du système.

Soulignons que cet outil n'est qu'une des briques qui permettent de prendre ensuite les bonnes décisions (d'exploitation ou d'investissement). Celles-ci reposent sur une démarche d'analyse du risque et de pondération des coûts et risques associés. Cette démarche évolue au fil du temps du fait des variations de l'environnement économique et technique complexe de l'opérateur de réseau. Dans tous les cas, cette démarche est naturellement critique quant à la décision, mais, lorsqu'elle s'appuie sur les résultats produits par une étude ASSESS, **la fiabilité et la robustesse de ces décisions peuvent être largement améliorées**, parce qu'elles exploitent un ensemble d'informations beaucoup plus complet.

### Bibliographie

- [1] J-M Tesson, G. Testud, D. Hoffmann, Y. Harmand Les dispositions de défense contre les écroulements du réseau électrique français, REE n°9, oct. 2002
- [2] J-M Tesson, Bilan 2002 de la sûreté du système électrique français, REE n°11, déc. 2003
- [3] B. Meyer et al, "A Single Tool for Power System Simulation", [Transmission and Distribution International, March 1992]
- [4] T. Van Cutsem, Y. Jacquemart, J.N. Marquet and P. Pruvot, "A comprehensive analysis of mid-term voltage stability", [IEEE Trans. on Power Systems, vol. 10, 1995, pp. 1173-1182]
- [5] L. Wehenkel, Automatic Learning techniques in power systems, [Kluwer Academic Publishers, 1998]
- [6] S. Henry, C. Lebrevelec, Y. Schlumberger, "Defining operating rules against voltage collapse using a statistical approach: The EDF experience", [IEEE Power Tech '99, Budapest, 1999, BPT99-114-12]

**Jean-Philippe Paul** est diplômé Supélec 1982. Il a travaillé pour EDF puis RTE. Il est actuellement ingénieur expert au Département Méthodes et Appui, Division Système Electrique de RTE. Il a réalisé de nombreuses études, en particulier sur les thèmes du contrôle de la tension et des écroulements de tension, de la sûreté d'exploitation et de la préparation du réseau à moyen terme, et conduit des projets de réalisation de logiciels dans le domaine des études du système électrique.

**Jean Pompée** est diplômé Supélec 1997. Il a travaillé pour EDF puis RTE sur l'évaluation de la fiabilité et de la sûreté des postes et du réseau de transport. Il est actuellement en charge de l'activité "Valorisation de la sûreté" au Département Méthodes et Appui, Division Système Electrique de RTE, dont l'objectif est de développer et appliquer des méthodes innovantes basées sur des approches statistiques et probabilistes d'évaluation de la sûreté du réseau de transport.

**Georges Testud** est diplômé Supélec 1973. Il a travaillé dans le domaine du fonctionnement dynamique du système électrique (outils de simulation, études de stabilité transitoire, réglages de fréquence et tension) à la Direction des Etudes et Recherches d'EDF de 1974 à 1988, puis sur la doctrine d'exploitation du système électrique en direction opérationnelle. Après un passage (1997 – 1999) à l'Unité d'Exploitation du Système Normandie Paris, il est actuellement Chef Adjoint du Département Exploitation du Système Electrique au sein de la Division Système Electrique de RTE.