



R	AUD	AI - MAS	04	2004/04
---	-----	----------	----	---------

J.M. TESSERON

Document du 13 juillet 2004

Bilan 2003 de la sûreté du système électrique français

Indice 1

24 pages – 1 annexe

Résumé :

Ce troisième bilan de la sûreté du système électrique français se situe dans le contexte d'une année qui a été marquée en France par des conditions climatiques contrastées et par la poursuite des évolutions institutionnelles, et dans le monde par les incidents spectaculaires qui ont frappé l'Amérique du nord puis la Suisse et l'Italie.

La publication d'un tel bilan répond à la volonté de RTE de favoriser le suivi dans le temps de l'évolution de la sûreté dans ses différentes dimensions. RTE vise ainsi à contribuer au développement de la culture de sûreté, en suscitant une meilleure appréciation par les différents acteurs (tant RTE qu'utilisateurs du réseau) de leur rôle dans la construction de la sûreté, et en favorisant la prise en compte de la sûreté et l'intercomparaison dans les instances internationales des gestionnaires de réseau de transport (UCTE, ETSO).

Accessibilité :

- Libre Document public.
- RTE Ne peut être transmis hors RTE sans l'accord de l'approbateur ou de sa hiérarchie.
- Restreinte L'initiateur établit une liste explicite des destinataires.
Chacun d'eux peut étendre la diffusion sous sa responsabilité et dans son entité (sur la base d'une liste explicite).
- Confidentielle L'initiateur établit une liste nominative des destinataires.
Chacun d'eux reçoit un exemplaire et ne peut étendre la diffusion sans l'accord de l'initiateur.

RTE - MISSION AUDIT SURETE

SOMMAIRE

1	PANORAMA RAPIDE DE L'ÉVOLUTION DE L'ENVIRONNEMENT EN 2003.....	3
2	SITUATIONS D'EXPLOITATION RENCONTRÉES.....	4
2.1	CONDITIONS CLIMATIQUES	4
2.2	GESTION DE L'ÉQUILIBRE OFFRE / DEMANDE	4
2.3	GESTION DES INTERCONNEXIONS	6
2.4	GESTION DES CONGESTIONS INTERNES	7
2.5	ALÉAS AFFECTANT LES OUVRAGES DE TRANSPORT	7
3	ÉVOLUTION DU RÉFÉRENTIEL TRAITANT DE LA SÛRETÉ.....	8
3.1	RÉFÉRENTIEL EXTERNE : DIRECTIVES, LOIS, DÉCRETS, ETC.....	8
3.2	ETSO ET UCTE	9
3.3	CONTRACTUALISATION DES ENGAGEMENTS DE PERFORMANCES : TRAMES TYPES	10
3.4	CONTRACTUALISATION DES ENGAGEMENTS DE PERFORMANCES : CONTRATS SIGNÉS	10
3.5	RÉFÉRENTIEL INTERNE RTE.....	10
4	ÉVOLUTION DES DISPOSITIONS CONTRIBUANT À LA SÛRETÉ DANS LE DOMAINE MATÉRIEL... 11	
4.1	PERFORMANCES INTRINSÈQUES DES COMPOSANTS	11
4.1.1	<i>Groupes de production</i>	11
4.1.2	<i>Protections et automates d'exploitation, contrôle - commande</i>	11
4.1.3	<i>Réglages automatiques de la fréquence et de la tension</i>	12
4.1.4	<i>Ouvrages de transport</i>	12
4.1.5	<i>Systèmes de conduite</i>	12
4.1.6	<i>Charges / consommation</i>	13
4.2	STRUCTURE DU SYSTÈME ET SES RÈGLES DE CONCEPTION.....	13
4.3	AUTRES DISPOSITIONS MATÉRIELLES CONTRIBUANT À L'EXPLOITATION	13
5	ÉVOLUTION DES DISPOSITIONS CONTRIBUANT À LA SÛRETÉ DANS LE DOMAINE ORGANISATIONNEL ET HUMAIN	14
5.1	CULTURE DE SÛRETÉ, MANAGEMENT DU FACTEUR HUMAIN, FORMATION.....	14
5.2	DÉMARCHE QUALITÉ ISO 9001	14
5.3	RETOUR D'EXPÉRIENCE (ORGANISATION DU REX, ÉVOLUTION DE L'ÉCHELLE DES ESS)	15
5.4	CONTRÔLE DES PERFORMANCES	16
5.5	ORGANISATION DE CRISE.....	16
6	ENSEIGNEMENTS TIRÉS DES ÉVÉNEMENTS DE L'ANNÉE.....	17
6.1	ENSEIGNEMENTS TIRÉS DES ESS ET DE LEUR ANALYSE.....	17
6.2	RETOUR D'EXPÉRIENCE HORS ESS.....	18
6.3	FAITS NOTABLES CONCERNANT LES AUTRES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES	19
7	INDICATEURS EN LIEN AVEC LA SÛRETÉ	20
8	ACTIONS DE PROGRÈS EN COURS.....	21
8.1	ACTIONS EN DIRECTION DES PARTENAIRES CONCERNÉS (GRT, UTILISATEURS, ETC).....	21
8.2	AXES DE RECHERCHE.....	21
9	BOUCLE DE RÉGULATION ET DE CONTRÔLE À RTE	22
10	POINTS DE VIGILANCE.....	22
	ANNEXE : 2003, UNE ANNÉE MARQUÉE DANS LE MONDE PAR DE GRANDS INCIDENTS	23

1 Panorama rapide de l'évolution de l'environnement en 2003

Ce troisième *Bilan sûreté annuel* aurait pu s'ouvrir en évoquant le Mécanisme d'Ajustement, dont le démarrage en 2003 constitue un événement clef.

Dans le fil des deux éditions précédentes, on se serait attaché à souligner comment ce dispositif, qui résulte de plusieurs années de préparation entre RTE et les acteurs du système électrique, s'insère à la fois dans l'évolution de l'ouverture du marché et dans la maîtrise de la sûreté de fonctionnement.

On aurait pu aussi souligner dans ce panorama introductif les travaux engagés avec les gestionnaires de réseau de distribution pour préparer la deuxième étape majeure de l'ouverture du marché électrique français, qui va s'étendre en 2004 à deux millions de clients. Cela demande à RTE d'adapter son dispositif de responsables d'équilibre et de mettre en œuvre avec les distributeurs de nouveaux échanges d'informations.

Mais si l'on élargit le panorama au delà de la France, on retiendra sans doute comme faits marquants de l'année 2003 les deux incidents majeurs qui ont frappé l'Amérique du Nord le 14 août, puis la Suisse et l'Italie le 28 septembre.

Ces pannes n'ont pas manqué de susciter des interrogations sur leur lien avec les évolutions issues de l'ouverture du marché.

Des incidents majeurs étaient certes déjà survenus. Mais l'accroissement de la complexité des systèmes interconnectés résultant de l'ouverture du marché constitue un facteur qui vient s'ajouter pour les renforcer aux causes classiques d'incidents mises en évidence lors des incidents antérieurs.

Il convient donc de veiller à ce que les modalités d'organisation, de clarification des responsabilités et de régulation permettent de maîtriser l'accroissement de complexité, face auquel les gestionnaires de réseau de transport (GRT) se retrouvent au premier plan.

Pour en revenir à la France, on pourra retenir que la sûreté a été maîtrisée en 2003, bien que le système électrique ait été sollicité par des situations inhabituelles, avec, outre l'incident Suisse - Italie du 28 septembre, l'épisode caniculaire de l'été.

Cependant, comme on le verra, des signes attirent l'attention : augmentation du nombre des *Evénements Système Significatifs* pour la sûreté (ESS - cf §5.3), difficultés à maîtriser la tension, accroissement des écarts de fréquence.

Aussi, sans se reposer sur les progrès réalisés, la sûreté nécessite toujours une vigilance constante.

Mécanisme d'Ajustement

La loi française dispose que les producteurs doivent remettre des propositions de puissance de réserve pour l'ajustement de leurs programmes.

Ceci est réalisé depuis 2003 au travers du *Mécanisme d'Ajustement*, qui permet à RTE de mutualiser les moyens détenus par les acteurs (producteurs, consommateurs ou traders) sous forme d'un dispositif permanent et ouvert, et aux acteurs de valoriser leurs capacités d'effacement ou leurs souplesses de production.

Sur la base des offres prix-volume, RTE procède aux ajustements nécessaires en interclassant les propositions en fonction de leur prix d'offre jusqu'à ce que son besoin soit satisfait.

Des dispositions prévoient les cas d'insuffisance :

- à échéance supérieure à 8h, RTE sollicite par un message d'alerte des offres complémentaires ;
- en deçà de 8h, un message de mode dégradé permet à RTE de mobiliser, au delà d'éventuelles offres complémentaires, les offres exceptionnelles et les moyens non offerts à l'ajustement.

Sûreté de fonctionnement du système

La sûreté du système est définie comme l'aptitude à :

- assurer le fonctionnement normal du système électrique ;
- limiter le nombre des incidents et éviter les grands incidents ;
- limiter les conséquences des grands incidents lorsqu'ils se produisent.

La sûreté est au cœur des responsabilités confiées par la loi du 10 février 2000 à RTE, en tant que gestionnaire du réseau de transport français.

Le lecteur souhaitant en approfondir les principes pourra se reporter au *Mémento de la sûreté*, ouvrage consultable sur le site www.rte-france.com.

2 Situations d'exploitation rencontrées

La maîtrise de la sûreté d'un système électrique est d'autant plus difficile que les situations d'exploitation rencontrées y sont délicates. Mais ces situations dépendent aussi des dispositions prises pour maîtriser la sûreté ; il est donc intéressant de les examiner.

2.1 Conditions climatiques

Des conditions climatiques très contrastées ont été rencontrées. Des périodes de froid en début d'année ont conduit à un nouveau record de consommation. L'année a surtout été marquée par la canicule de l'été, qui a mis en évidence le rôle primordial de RTE dans la gestion délicate de l'équilibre entre une consommation en hausse et une production limitée par la sécheresse et la chaleur. Suite à cet épisode climatique, RTE a élaboré un plan d'actions "Canicule" ; rendu public fin novembre par la Ministre déléguée à l'industrie, ce plan vise à renforcer la prévention et la gestion de situations climatiques extrêmes en tirant les leçons des difficultés rencontrées ; il conforte ainsi les dispositifs d'alerte et de régulation qui ont permis durant l'été d'éviter une rupture dans la fourniture d'électricité, en traitant de la gestion prévisionnelle du système électrique, des infrastructures de réseau, de la réduction des risques de pénurie en France, du rôle des différents acteurs, de la gestion opérationnelle de crise et de la communication de crise.

2.2 Gestion de l'équilibre offre / demande

La consommation intérieure française d'électricité a atteint 467,3 TWh en 2003 ; la progression annuelle (+3,9 % par rapport à 2002) est la plus forte depuis 1996. L'énergie totale transportée sur le réseau de RTE, avec 521,6 TWh, a crû de 1,8 %. Le solde exportateur des échanges physiques avec l'étranger, avec 66,1 TWh, est en baisse de 14 % ; ceci résulte surtout du recul des exportations (environ 10 %), et dans une moindre mesure d'une augmentation des importations, qui ont presque doublé en volume.

Les prévisions de consommation se sont un peu dégradées, tout en restant satisfaisantes : les écarts entre les réalisations aux pointes du matin et du soir et les prévisions vues de la veille sont restés inférieurs en valeur absolue à 1500 MW en hiver et 750 MW en été pendant 80 % du temps¹, contre 85 % en 2002 ; un ESS a été déclaré au niveau A le 4 janvier pour un écart supérieur à 3000 MW.

Marges d'exploitation

Les contrastes du climat de l'année ont sollicité le système électrique dans ses limites. Néanmoins, la gestion de l'équilibre offre - demande a pu être maîtrisée.

Les marges réalisées à la pointe de consommation (moment de la journée estimé le plus sensible) ont toujours été supérieures aux volumes requis, sauf le 3 mars et les 12 et 29 juin, où il a manqué respectivement 450, 143 et 268 MW par rapport aux 1500 MW prescrits.

L'année 2003 a vu une hausse sensible du nombre d'*Evénements Système Significatifs* déclarés dans la rubrique "situation critique pour marge insuffisante" (au niveau A du classement des ESS), avec 29 événements² contre 21 en 2002 (23 en 2001, 12 en 2000).

Cette augmentation de 38 % s'explique par une modification institutionnelle (mise en place du mécanisme d'ajustement avec répercussions sur la constitution des marges) et par la période estivale caniculaire.

¹ à mettre en regard d'un objectif minimum de 78 % fixé par le CNES, identique à l'objectif pour 2002

² 1 en janvier, février, mai, et septembre ; 2 en mars et juillet ; 3 en août ; 5 en octobre ; 6 en avril ; 7 en juin

Ces 29 situations ont résulté de conjonctions d'aléas, avec, en plus des combinaisons observées les années précédentes (indisponibilités de production, consommation plus importante que prévue, réserves communes indisponibles à l'étranger), des limitations de production du fait des conditions climatiques, des effets de mouvements de grève sur la production, et l'incidence des volumes d'échanges supplémentaires à l'horizon infrajournalier.

L'analyse des 29 situations montre que les déficits de production (déclenchement de groupes, limitation de puissance, retards au couplage...) y ont joué un rôle important dans 95 % des cas, et les écarts de prévision de consommation dans 14 % des cas.

L'horizon d'insuffisance des marges correspondait pour 20 % à l'échéance de quinze minutes, 65 % à l'échéance de deux heures, et 15 % à un horizon supérieur à deux heures.

Pour faire face aux aléas et reconstituer les marges, les situations ont été rétablies en recourant, selon les cas :

- au couplage de groupes supplémentaires ;
- à la déclaration d'indisponibilité momentanée des réserves communes que RTE constitue dans le cadre du secours entre GRT européens ou à la sollicitation des réserves communes restant disponibles chez les autres GRT ;
- au démarrage de turbines à combustion ;
- à la sollicitation de diesels dispatchables ;
- au recours aux nouvelles dispositions du Mécanisme d'Ajustement, avec l'émission de messages d'alerte ou même d'ordres de "passage en mode dégradé", incitant les acteurs à déposer des offres complémentaires dès que possible ; on notera toutefois que ce recours n'a parfois permis d'obtenir que peu de volume d'offres complémentaires.

Marges d'exploitation et règles de sûreté

Concernant la maîtrise des marges d'exploitation, les règles de sûreté prescrivent :

- une marge minimale mobilisable en moins de quinze minutes supérieure à 1500 MW ; elle est dimensionnée pour permettre de compenser à tout instant la perte du plus gros groupe couplé ;
- une marge minimale à échéance plus éloignée, dont le volume requis va en croissant depuis l'échéance de quinze minutes jusqu'à l'échéance de huit heures.

Les cas où ces conditions ne sont pas remplies donnent lieu à émission d'un ordre S "situation critique".

Réglages primaire et secondaire de la fréquence

Le réglage primaire assure de façon automatique, suite à tout aléa affectant l'équilibre entre la production et la consommation, et par la participation solidaire de tous les partenaires de l'interconnexion synchrone, le rétablissement immédiat de l'équilibre en maintenant la fréquence à l'intérieur des limites permises.

A sa suite, le réglage secondaire du partenaire à l'origine de la perturbation annule de façon automatique l'écart quasi-stationnaire de la fréquence par rapport à la fréquence de référence, ainsi que les écarts par rapport aux programmes d'échanges entre les différentes zones de réglage de l'UCTE.

Réserves primaire et secondaire du réglage fréquence / puissance

La constitution des réserves primaire et secondaire du réglage fréquence / puissance n'a pas posé de problème en 2003, et aucun ESS n'a été déclaré sur ce thème.

Tenue de la fréquence du réseau synchrone ouest-européen

L'observation de la maîtrise de la fréquence est également instructive, même si l'on sort ici du seul cadre de responsabilité français, du fait de l'interconnexion synchrone.

On avait souligné pour 2001 et 2002 l'observation de plusieurs écarts de fréquence inopinés qui s'avéraient importants au regard de ce que prévoit l'application de la règle UCTE. Leur suivi attentif a été poursuivi en 2003. Il met en évidence une très forte aggravation des écarts, avec 86 écarts supérieurs à 100 mHz en valeur absolue par rapport à la fréquence de référence (dont 11 survenus à 6h30 et 42 de 21h30 à 23h30), contre 31 en 2002 ; dans 46 de ces cas, l'écart restait au bout de quinze minutes supérieur à 50 mHz, et dans 5 cas il

était même toujours supérieur à 100 mHz. Si l'on élargit la plage d'observation, on trouve 224 écarts supérieurs à 90 mHz, et 549 écarts supérieurs à 80 mHz.

L'accroissement de ces écarts est donc préoccupant, d'autant que l'étude de leur répartition n'en attribue aucune cause aux problèmes climatiques de l'été.

écart de fréquence	nombre de cas		nombre de ces cas où l'écart reste supérieur à 50 mHz au bout de 15'	
	2002	2003	2002	2003
$ \Delta f > 100$ mHz	31	86	9	46
$ \Delta f > 90$ mHz	97	224	27	87
$ \Delta f > 80$ mHz	284	549	43	174

Tenue de la tension

Les 7, 8 et 9 janvier 2003 ont été marqués par une forte dégradation du plan de tension 400 kV de la région parisienne, du fait de la conjugaison de pointes de consommation très élevées consécutives à un épisode de froid, d'avaries de groupes de production, et de nombreuses limitations des performances des groupes en service qui empêchaient de dégager la puissance réactive nécessaire à la tenue du plan de tension. Deux ESS ont été déclarés, l'un au niveau B pour le 7 janvier, l'autre au niveau A pour les 8 et 9 janvier.

Globalement, sans que la sûreté ait posé de problème aigu, la gestion de l'équilibre offre - demande a été plus tendue qu'en 2002, à travers la gestion des marges, la gestion de la tension, et de façon notable à travers la tenue de la fréquence. Ceci doit continuer à rester un point de vigilance, tout particulièrement dans le cadre de la coordination européenne.

2.3 Gestion des interconnexions

Comme en 2001 et 2002, des congestions sont survenues aux frontières. Elles n'ont pas posé de problème important pour la sûreté, à l'exception bien sûr du 28 septembre.

Des avaries d'ouvrages ont nécessité de réduire les échanges de février à avril, d'une part avec l'Espagne suite à des intempéries ayant provoqué la ruine de pylônes sur la ligne transfrontalière 225 kV Pragnères - Biescas, d'autre part avec l'Angleterre, avec d'abord la panne d'un transformateur anglais, puis un défaut nécessitant la réparation d'un des câbles sous-marins de la liaison IFA qui relie les postes de Mandarins et Sellindge.

Du côté est, RTE est intervenu à plusieurs reprises en été pour soulager les transits entre la Suisse et l'Italie, par action sur le transformateur déphaseur de La Praz et par aménagement du plan de production. Outre le 28 septembre, des incidents en Italie ont provoqué de fortes variations de la tension du réseau français, à la baisse le 16 septembre (chute subite de 10 kV sur le nœud "italien" d'Albertville) et à la hausse le 26 novembre (432 kV à Albertville). Des problèmes de tension sont également survenus à la frontière avec l'Espagne, à la hausse les 2 mai et 3 août, à la baisse le 6 mai (avec blocage de régleurs en charge).

De nouvelles évolutions ont été apportées aux modalités de gestion des interconnexions.

RTE et GRTN ont adapté le timing du mécanisme journalier des capacités sur l'interconnexion France - Italie, pour le mettre en cohérence avec les horaires des bourses européennes. L'interconnexion a par ailleurs été optimisée pour tenir compte du retour d'expérience de l'incident Suisse - Italie du 28 septembre, avec une allocation pour 2004 intégrant des volumes modulés été - hiver et jour - nuit.

RTE a redéfini les allocations journalières de capacité d'exportation vers la Belgique, l'Espagne, l'Allemagne et la Suisse. Les nouvelles mesures visent à éviter le blocage des capacités non utilisées et à accroître les échanges réels, par la limitation en nombre et en puissance des blocs alloués, ainsi que par le calcul du taux d'utilisation effective des

capacités allouées sur une période ramenée à 3 mois et par l'exigence d'un taux de 75 % pour conserver une priorité sur les allocations du trimestre suivant.

RTE et NGT³ ont conclu en 2003 un accord de secours mutuel, qui prévoit la mise à disposition en temps réel d'une réserve d'électricité sur simple demande de l'un ou l'autre des gestionnaires de réseau. Il porte sur une capacité de réserve de 500 MW.

2.4 Gestion des congestions internes

Outre les problèmes de tension de janvier et les répercussions des contraintes sur les interconnexions, la gestion des congestions internes a été marquée :

- par des problèmes de tension dans l'ouest, qui ont nécessité l'envoi d'une trentaine d'ordres d'alerte (en janvier, février, avril, et d'octobre à décembre) ;
- par une situation tendue en fin d'année dans l'ouest, du fait de l'avarie d'un groupe de production à Cordemais ;
- par l'occurrence de tensions très basses les 24 et 25 juin dans plusieurs régions (centre, région parisienne, sud-ouest, Rhône-Alpes,) du fait de transits importants associés à de fortes importations depuis l'Angleterre et l'Allemagne ainsi qu'à une répartition déséquilibrée de la production (bonne disponibilité dans le nord, limitations en raison des températures dans le sud) ;
- comme en 2001 et 2002, par les difficultés rencontrées en Provence - Alpes - Côte d'Azur pendant une partie notable de l'année, du fait des problèmes structurels de réseau, pour garantir la sécurité de la région en cas de perte de ligne ou de production ; ceci a amené RTE à émettre 14 ordres "situation critique" dans cette région, auxquels il faut ajouter 6 ordres à l'occasion d'incendies proches des lignes ; les incendies ont nécessité l'envoi d'ordres de délestage d'échelons de consommation à six reprises ; pour contribuer à lever ces contraintes structurelles, RTE a lancé une consultation afin de garantir un surcroît d'injections sur certains nœuds du réseau d'avril 2004 à mars 2006.

Emission des ordres "situation critique"

En situation exceptionnelle, les règles d'application normale peuvent être suspendues et / ou complétées par l'émission d'*ordres de sauvegarde* par RTE ; ces ordres doivent être interprétés et exécutés sans discussion et sans retard, dans la mesure où ils ne contreviennent pas aux obligations de sécurité des personnes et des biens ; ils sont adressés de façon ciblée d'une part aux Unités de RTE, d'autre part aux utilisateurs du réseau électrique dont l'action est nécessaire pour parer la situation.

Les ordres "alerte situation critique" font partie des ordres de sauvegarde.

Selon la situation, d'autres ordres de sauvegarde peuvent être émis, tels que "alerte à la tension", "baisse ou montée d'urgence", "baisse de 5% de la consigne de tension HTA", etc.

2.5 Aléas affectant les ouvrages de transport

Les ouvrages de transport ont subi 11 051 courts-circuits, contre 10 296 en 2002, 11 580 en 2001 et 12 500 en 2000. 59 % ont eu pour origine la foudre, 18 % les autres conditions atmosphériques (givre, neige collante, pluie, vent, condensation, brouillard...), et 1,8 % les avaries de matériels (câbles souterrains, lignes aériennes, matériels de postes), ces chiffres étant un peu en baisse par rapport à 2002 ; les causes indéterminées représentent 17,8 %.

On notera 64 courts-circuits liés à des contacts avec la végétation, contre 32 en 2002. On verra que ce type d'aléa a constitué l'un des faits initiateurs des incidents qui ont affecté l'Amérique du nord puis la Suisse et l'Italie. Une action a été engagée dans le cadre du plan Canicule pour maîtriser ce phénomène même lors de situations climatiques exceptionnelles.

Le nombre de courts-circuits aux 100 km de lignes connaît peu d'évolutions significatives :

nombre de courts-circuits aux 100 km	2000	2001	2002	2003
lignes du réseau 400 kV	3	3	2	2
lignes du réseau 225 kV	9	8	7	8

³ nouvelle appellation de National Grid Company, suite à l'intégration du réseau gaz

3 Evolution du référentiel traitant de la sûreté

3.1 Référentiel externe : directives, lois, décrets, etc

L'année est marquée par de nombreux points en lien avec la sûreté du système.

Au niveau européen

Le Journal Officiel de l'Union Européenne a publié le 15 juillet 2003 le "paquet énergie" composé des textes suivants :

- la Directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE ;
- le Règlement (CE) n° 1228/2003 du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité.

Par ailleurs, la Commission européenne a adopté le 11 novembre 2003 une décision instituant un groupe européen des régulateurs de l'électricité et du gaz.

En France

Le Journal Officiel a publié la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie. On y trouve des points portant sur les règles de présentation des programmes et des propositions d'ajustement, les critères de choix entre les propositions d'ajustement, les obligations des producteurs lors de l'élaboration des programmes d'appel et d'approvisionnement, l'encadrement des obligations d'achat pour les énergies renouvelables, les conditions d'implantation des éoliennes.

Il faut souligner la sortie, à l'issue de plusieurs années de préparation, du décret n°2003-588 du 27 juin 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport de l'électricité (RPT). Il s'applique aux installations devant faire l'objet d'un premier raccordement ou connaissant des modifications importantes de leurs caractéristiques électriques. Deux arrêtés datés du 4 juillet 2003 fixent pour les installations de production et de consommation les prescriptions techniques de conception et de fonctionnement qui satisfont les objectifs visés dans le décret.

Parmi les autres textes sortis en 2003 ayant des liens avec la sûreté, on peut citer :

- le décret n°2003-885 du 10 septembre, qui organise le traitement des situations de défaut d'autorisation des installations de production (quand l'installation n'est pas régulièrement autorisée ou quand l'exploitant ne respecte pas les prescriptions) ;
- le décret n°2003-100 du 5 février, qui abaisse le seuil d'éligibilité des consommateurs d'électricité à 7 GWh ;
- l'arrêté du 12 août relatif aux conditions exceptionnelles de rejets d'eau des centrales ;
- deux arrêtés du 17 mars (modifiés par un arrêté du 22 avril) sur les prescriptions techniques spécifiques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux de distribution d'installations de production ou de consommation ;
- le décret n°2003-282 du 27 mars, qui précise les conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat ;
- l'arrêté du 7 mars relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI) ; ce texte, dont la durée d'application a été limitée à 18 mois, permet la mise en œuvre des procédures d'appel d'offre visant à assurer la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable à hauteur de 21 % de la consommation nationale (objectif de la directive européenne pour 2010) ;
- une circulaire du 23 juillet où la DEGMP renouvelle ses instructions sur l'information des autorités locales en cas d'incident grave dans le service du transport.

Le Bilan Sûreté 2002 avait évoqué la question du *Référentiel Technique*, dont l'élaboration doit être engagée, dans la suite des travaux sur le code de réseau menés en 2000 et 2001 au sein du CURTE (Comité des Usagers du Réseau de Transport d'Electricité). Sur ce point, la CRE a diffusé en 2003 sur son site un document servant de base à une consultation sur le contenu et l'architecture des référentiels à établir en application de la loi du 10 février 2000.

Suite à la délibération de la CRE en janvier sur ses propositions, RTE a rendu publiques les *Règles relatives au Dispositif de Responsable d'Equilibre, au Mécanisme d'Ajustement, à la Programmation*. Les dispositions ont été mises en œuvre à partir du 1^{er} avril. En novembre, la CRE a publié une communication demandant que RTE présente en 2004 des propositions d'amélioration des règles. Ceci s'inscrit dans le cadre de la concertation mise en place au sein du CURTE et de la Commission de Fonctionnement du Mécanisme d'Ajustement (CFMA), qui analyse les règles proposées et suit le fonctionnement du mécanisme.

3.2 ETSO et UCTE

L'ETSO, dans le cadre de sa mission principale, a contribué activement aux adaptations finales des principaux textes du cadre de régulation européen adoptés en 2003 : la deuxième directive européenne sur l'ouverture des marchés et les caractéristiques des GRT ainsi que le règlement européen sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges d'énergie transfrontaliers.

ETSO a également amélioré le mécanisme "Cross Border Trade" (CBT) ; élargi aux pays du réseau de Centrel (Hongrie, Pologne, République tchèque, Slovaquie), il est simplifié à partir de 2004 avec la suppression des droits d'accès pour les flux transfrontaliers.

ETSO a présenté aux régulateurs européens, lors du Forum de Florence de juin 2003, la vision de la gestion des congestions transfrontalières qu'elle propose pour répondre à tous les besoins particuliers dans le cadre du développement du Marché Intérieur.

UCTE et ETSO

L'Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité (UCTE), créée en 1951, coordonne les intérêts des gestionnaires de réseau de transport dans 20 pays européens, avec pour objectif la garantie de la sûreté du système électrique interconnecté. L'UCTE établit les règles à respecter par les partenaires interconnectés pour cette garantie.

Le réseau interconnecté UCTE alimente 400 millions de personnes, consommant annuellement 2100 TWh.

ETSO (European Transmission System Operators association), créée en 1999, est une association représentative des 32 gestionnaires de réseau des 15 pays de l'Union Européenne, de Norvège et de Suisse. Elle définit les principes pour l'établissement de règles d'accès aux réseaux harmonisées au niveau européen.

ETSO et UCTE, associations de gestionnaires de réseau, s'efforcent de gérer le compromis entre sûreté et ouverture du marché.

2 sites : www.ucte.org www.etso-net.org

Pour l'UCTE, plusieurs faits marquants concernent directement la sûreté du système et la sécurité d'approvisionnement.

Deux rapports ont été préparés sur la sécurité d'approvisionnement du réseau UCTE, d'abord à l'horizon 2005 puis à l'horizon 2010.

Un Comité d'investigation a été créé pour analyser l'incident Suisse - Italie du 28 septembre. Le projet de guide de prescriptions (*UCTE Operational Handbook*) a été finalisé, pour ce qui concerne le réglage de la fréquence et de la puissance, la mise en place des échanges internationaux et la sûreté de fonctionnement.

En revanche, la nouvelle campagne de mesures sur les grandes variations de fréquence affectant le réseau synchrone, dont les résultats étaient attendus pour le 2^{ème} trimestre 2003, n'a pas pu aboutir, bien que les préoccupations dans ce domaine restent d'actualité.

L'UCTE consacre une activité importante à l'extension de l'interconnexion synchrone.

En 2003, la Bulgarie et la Roumanie sont devenues membres de l'UCTE, ce qui concrétise les efforts engagés par ces pays en vue de leur connexion au réseau UCTE, en particulier

pour que la régulation des groupes soit au niveau requis. Elles sont connectées à la deuxième zone UCTE, encore séparée de la première zone occidentale depuis la guerre en Yougoslavie, dans l'attente de la reconnexion dont le processus devrait s'engager fin 2004. L'UCTE a décidé d'engager l'étude de faisabilité de la connexion à son réseau du système situé à l'est de l'Europe (UPS/IPS), suite à la demande reçue en 2002 ; la connexion de deux systèmes synchrones aussi importants serait une première mondiale et constitue un défi. L'UCTE a décidé aussi d'engager l'étude de faisabilité de la connexion de la Turquie.

3.3 Contractualisation des engagements de performances : trames types

Parmi les dispositions discutées en 2001 avec les utilisateurs au sein du CURTE, dans le cadre de la préparation du référentiel technique de type code de réseau, le chapitre relatif au contrôle des performances prévoyait pour les installations de production l'établissement d'une convention d'engagement de performances entre RTE et producteur.

Du côté des installations existantes, ceci a été déjà appliqué par RTE avec le producteur EDF. Les engagements, qui avaient fait l'objet d'un protocole transitoire⁴ en 1999 dans l'attente du nouveau cadre institutionnel, ont été confirmés en 2003. Par ailleurs, des réflexions ont été menées pour préparer un protocole visant à compléter ces engagements sur le plan des scénarios de renvoi de tension, de la mise à disposition des groupes îlotés pour la reconstitution du réseau après incident, du maintien en conditions opérationnelles des équipements et du personnel, et de l'exécution des essais d'îlotage.

Dans le futur, pour les nouvelles installations de production comme pour les anciennes, les engagements de performances devraient s'inscrire au niveau contractuel lié à l'accès au réseau et au raccordement. Les discussions qui avaient commencé en ce sens en 2002 avec la SHEM et la SNET, en vue de tels engagements, n'ont pas encore abouti.

3.4 Contractualisation des engagements de performances : contrats signés

Côté distributeurs, l'année est marquée par la signature du protocole "Engagements entre RTE et EDF Distribution en termes de sûreté du système électrique", qui concrétise des discussions en cours depuis plusieurs années. Les engagements portent sur la tenue des installations aux variations de fréquence et de tension, les possibilités de report de charge, les réglages du système électrique, la maîtrise des grands incidents, les échanges de données et la communication, la compatibilité des plans de protection, le suivi des engagements et le retour d'expérience. Ils sont précisés dans une convention générale entre système électrique et agence de conduite, dont une trame type a été validée au niveau national et va désormais être déclinée par des signatures au niveau régional entre les entités concernées. Il reste aussi à contractualiser avec les ELD.

3.5 Référentiel interne RTE

L'événement majeur de l'année est la nouvelle *Politique Sûreté*, signée fin 2003 par le Directeur de RTE.

La réécriture du *Référentiel de l'Exploitation Système*, qui se poursuit, a vu la sortie de documents concernant quatorze chapitres. Ils concernent le placement des consignations, le shuntage des postes sous enveloppe métallique d'évacuation des centrales nucléaires, le Mécanisme d'Ajustement, le dimensionnement des réserves et de la marge d'exploitation

⁴ avec l'établissement de la convention nationale "Engagements de performances vis-à-vis de la sûreté du système électrique et des installations de production" entre RTE et le producteur EDF

pour l'équilibre offre - demande, les ouvrages stratégiques et sensibles, l'exploitation des réenclencheurs, la prise en compte en exploitation de la tenue des postes aux courants de court-circuit, les données pour le service système de réglage de la tension, le classement des ESS, l'élaboration et la diffusion des rapports d'exploitation, la formation au métier "exploitation du système".

Référentiel d'Exploitation Système RTE

La doctrine d'exploitation du système électrique exprime formellement les principes suivis dans l'exploitation à RTE, depuis la gestion prévisionnelle jusqu'à la conduite en temps réel et au retour d'expérience. Elle sert de cadre de référence pour l'établissement des consignes, qui sont les guides opératoires directement utilisables par le personnel de conduite de RTE.

4 Evolution des dispositions contribuant à la sûreté dans le domaine matériel

4.1 Performances intrinsèques des composants

4.1.1 Groupes de production

Le programme pluriannuel des investissements de production d'électricité (PPI) a été arrêté par les pouvoirs publics. Il fixe une fourchette de nouveaux moyens de production (thermique, hydraulique, éolien, photovoltaïque...) à l'horizon 2007. On peut noter pour l'éolien une prévision de capacités installées supplémentaires située entre 2000 et 6000 MW, dont 500 à 1500 MW en offshore.

Le ministère de l'industrie a lancé une procédure d'appel d'offres sur des capacités de production à partir d'aérogénérateurs terrestres de puissance supérieure à 12 MW ; le ministère a souhaité recueillir l'avis de RTE avant que l'appel d'offres ne soit effectué.

Pour les groupes existants, l'année 2003 est comme 2002 marquée par le haut niveau de réussite des îlotages, ce qui est favorable compte tenu de l'importance des îlotages pour pouvoir faire face à d'éventuelles reconstitutions du réseau après incident. 13 essais d'îlotage programmés ont été effectués dont 12 ont réussi, et il est survenu 5 îlotages fortuits réussis, ce qui conduit à un taux de réussite global de 94 % (pour 95 % en 2002, 89% en 2001, 60 % en 2000) ; en moyenne glissante sur les quatre dernières années, le taux de réussite global est de 88 % sur un total de 68 îlotages (87 % en 2002, 82 % en 2001).

Le taux de réussite des essais périodiques des renvois de tension s'élève à 84 % contre 79 % en 2002, 88 % en 2001 et 76 % en 2000 ; trois essais programmés ont été annulés.

4.1.2 Protections et automates d'exploitation, contrôle - commande

Du côté des plans de protection 400 kV (plans 1975, 1983 et 1986), 56 anomalies ont été identifiées en 2003, pour 40 en 2002, 54 en 2001 et 45 en 2000. Le taux d'anomalies est d'autant meilleur que le plan est plus récent.

Les pannes technologiques de protections restent prépondérantes et représentent 41 % des anomalies.

On peut noter l'augmentation des anomalies affectant les téléprotections, qui sont difficiles à résoudre car elles mettent en jeu plusieurs acteurs ; plusieurs actions sont en cours, avec notamment l'amélioration des téléactions, ainsi que la modernisation du *Réseau de Sécurité* et plus particulièrement le projet ROSE (cf §4.1.5).

Par ailleurs, les anomalies de cause inconnue (anomalies sans conclusion ou en cours d'investigation) sont en forte augmentation, avec 20 cas en 2003 contre 7 en 2002 ; il convient donc de continuer à travailler sur l'amélioration de la connaissance du fonctionnement des équipements pour parvenir de façon plus rapide et plus efficace à éclairer les anomalies et à en tirer les leçons.

Une partie importante des équipements de contrôle - commande des postes 400 kV est constituée de matériels de technologie faiblement intégrée, qui ont été déployés de 1978 à 1986. Pour éclairer la question de leur renouvellement, qui est à réaliser dans les prochaines années, une politique a été définie en 2003. Elle porte en particulier sur la cadence de renouvellement, la logique de réparation des matériels défectueux du palier technique à remplacer, et le dispositif de surveillance du comportement de ces équipements.

4.1.3 Réglages automatiques de la fréquence et de la tension

L'expérimentation menée dans le cadre du Projet Contrôle des Performances (cf §5.4) a permis de mettre en évidence en 2003 divers dysfonctionnements, tels que :

- pour le réglage de la tension, un problème générique de perturbation de la mesure de tension utilisée sur les platines de réglage secondaire de certaines installations, qui était à l'origine de limitations de fourniture de réactif constatées par RTE ;
- pour le réglage de la fréquence, des insuffisances de participation au réglage primaire, ainsi qu'au réglage secondaire (notamment pour les groupes hydrauliques).

Pour le réglage de la tension, ceci est à rapprocher des problèmes rencontrés en janvier (cf §2.2) et des constats issus de l'audit sûreté "Maîtrise de la tension" (cf §9).

4.1.4 Ouvrages de transport

Concernant les nouveaux ouvrages de transport, on peut mentionner :

- la mise en service des lignes 400 kV Tricastin - Tavel 4 et 5, permettant d'augmenter la capacité de transit entre la région Rhône - Alpes et les régions Languedoc - Roussillon et Provence - Alpes - Côte d'Azur ;
- la mise en service des lignes 400 kV Chevalet - Gavrelle 1 et 2 après passage à 2 circuits de la précédente ligne, pour répondre aux besoins de qualité de fourniture et de sécurité d'alimentation de la Somme et du Pas de Calais.

4.1.5 Systèmes de conduite

Pour assurer la transmission des informations de protection et téléconduite, RTE développe et maintient un réseau de télécommunications de sécurité indépendant et redondant.

Dans ce cadre, un contrat passé avec France Télécom permet à RTE de disposer d'un service de transmission sécurisé par faisceaux hertziens, qui constitue l'un des composants importants du *Réseau de Sécurité*. Ce contrat a été renouvelé en 2003, en renforçant les clauses d'absence de mode commun avec les autres supports de communication loués aux opérateurs et en introduisant des niveaux de service différenciés selon les liaisons.

Le système de téléconduite français

La taille et la complexité du système électrique français justifient une organisation hiérarchisée des fonctions de surveillance et de commande qui impliquent quatre niveaux de conduite :

- un niveau national, assuré par le Centre National d'Exploitation Système (CNES) ;
- un niveau régional, assuré par les Unités Régionales Système Electrique (URSE) ;
- un niveau intermédiaire de regroupement de surveillance et de conduite, assuré par les PCG et PEXI pour les installations de transport, auxquels il faut ajouter les points de commande centralisée d'utilisateurs du réseau (producteurs, distributeurs, consommateurs...);
- un niveau local représenté par les installations de puissance (postes de transport, production).

Ces quatre niveaux de conduite sont reliés entre eux par un réseau de télécommunication dédié à l'exploitation appelé "*Réseau de Sécurité*", qui permet aux exploitants d'échanger ordres et informations en toutes circonstances et notamment dans les situations de crise où les moyens de communications publics peuvent être saturés.

RTE a par ailleurs poursuivi ses efforts pour moderniser le *Réseau de Sécurité*, en le numérisant et en le dotant plus largement de supports de transmission à fibres optiques. Il a ainsi engagé en 2003 le projet ROSE, qui porte sur la pose de fibres sur les ouvrages de transport. Entre 2004 et 2008, 4500 kilomètres de lignes devraient être équipés de fibres optiques qui relieront les postes 400 kV importants pour la sûreté.

Concernant les centres de conduite, l'année 2003 aura vu débuter la mise en exploitation sous contrôle, au dispatching national, du Système National de Conduite (SNC), qui va se substituer à l'outil SYSDIC actuel.

Dans les groupements de postes de transport, le déploiement de PEXI⁵ se poursuit. Fin 2003, ce système de surveillance et de conduite local, dont l'enrichissement des images de zone améliore l'exploitation, équipait 64 groupements sur les 75 retenus à l'horizon 2006.

4.1.6 Charges / consommation

Une analyse, menée sur les écarts entre prévision et réalisation de consommation constatés en fin d'année 2002 et au début 2003, a conduit à identifier que le gradient de consommation était sous-estimé lors des variations brutales de température, et qu'il paraît plus élevé lors de remontées importantes que lors de chutes brutales de température.

4.2 Structure du système et ses règles de conception

RTE poursuit la conduite du projet de sécurisation mécanique du réseau engagé suite aux tempêtes de 1999. Fin 2003, plus de 2000 pylônes anti-cascade étaient installés.

Les autres points importants à signaler concernent la préparation du futur :

- pour être en mesure d'anticiper les problèmes susceptibles de survenir, la loi sur l'électricité du 10 février 2000 prévoit l'élaboration d'un Bilan Prévisionnel destiné au Ministre chargé de l'Energie. Après le premier exercice effectué en 2001 sur l'échéance 2010, un deuxième bilan prévisionnel a été remis par RTE en 2003. Disponible sur le site internet de RTE, il porte cette fois sur l'horizon 2006 - 2015 ; il présente par rapport à l'exercice précédent d'autres avancées, qui touchent à la construction des scénarios d'aléas et à leur représentativité, au critère de dimensionnement, et à l'examen d'une hypothèse de développement massif des énergies renouvelables ;
- il a été décidé de poursuivre les coopérations concernant l'éolien, d'une part avec le Secrétariat Général à la mer pour les installations off-shore, d'autre part avec l'ADEME pour les installations terrestres ; dans les deux cas, l'objectif est de cerner les zones où l'éolien pourrait se développer et d'optimiser le volume de réseau à développer ;
- des études prévisionnelles de développement ont été engagées pour évaluer l'opportunité de mettre en œuvre, dans certaines parties du réseau de transport, de nouveaux moyens de compensation (batteries de condensateurs et compensateurs statiques de puissance réactive) ou des transformateurs déphaseurs.

4.3 Autres dispositions matérielles contribuant à l'exploitation

En 2002, la démarche d'Optimisation de la Maintenance par la Fiabilité, qui passe par un recensement au plus près du terrain des opérations de maintenance et par une analyse du comportement des équipements, avait montré la possibilité de prolonger la durée de vie des disjoncteurs et des systèmes de protection. Cette démarche a été engagée en 2003 pour les lignes aériennes ; elle a permis de redéfinir les opérations de surveillance.

⁵ Pupitre d'EXploitation Informatisé

La recherche de l'optimisation s'applique aussi à l'exploitation des ouvrages. Ainsi l'optimisation du couple "intensité maximale admissible en permanence / intensité de surcharge" et le changement de réducteurs de mesures sur la ligne Avelin - Avelgem ont permis d'augmenter la capacité de l'interconnexion entre la France et la Belgique d'un niveau qui peut atteindre jusqu'à 300 MW selon les conditions d'exploitation.

5 Evolution des dispositions contribuant à la sûreté dans le domaine organisationnel et humain

5.1 Culture de sûreté, management du facteur humain, formation

Facteur humain

A la suite de la démarche engagée en commun par les Divisions Système et Transport de RTE pour donner suite à l'audit sûreté sur les fausses manœuvres effectué fin 2001, une analyse a été effectuée sur les erreurs humaines⁶ survenues en 2003. L'audit avait amené à réaliser des adaptations des procédures de détection de ces erreurs, dont la mise en application est partout effective depuis le 1^{er} janvier 2003. L'année 2003 a conduit à relever 34 erreurs humaines avec conséquences sur le matériel, la clientèle ou les coûts d'exploitation pour RTE, et 29 erreurs sans conséquences. Pour les activités d'exploitation du système, l'omission d'une séquence de procédure représente la majeure partie des erreurs avec conséquence, tandis que dans le cadre des activités du transport les défaillances les plus courantes relèvent d'une erreur d'exécution ou d'omission.

Ces enseignements vont alimenter une démarche "facteur humain" développée par les Divisions Transport et Système sur la période 2004 - 2005.

Formation

Côté Transport, on peut souligner un travail d'appui à la formation des ingénieurs d'état-major des Groupes d'Exploitation, avec mise en place d'une session pour la prise d'astreinte.

Concernant la formation centralisée à l'exploitation du système, le dispositif comporte désormais, suite aux évolutions lancées en 2002 et poursuivies en 2003 :

- pour la conduite, une session initiale, un stage de perfectionnement, un stage de maintien des compétences avec entraînement en équipe sur simulateur, et une session de perfectionnement des ingénieurs Exploitation Conduite ;
- pour la gestion prévisionnelle, un stage initial "Exploiter le système électrique vu du prévisionnel", un stage "Réaliser une étude élémentaire pour exploiter le système", et une session "Optimisation de l'équilibre offre - demande" plus spécialement axée sur la gestion de la production.

Parmi les évolutions survenues en 2003, on peut noter de nouveaux apports sur le Mécanisme d'Ajustement et l'infrajournalier ; par ailleurs, les apports sur le réglage et la tenue de la tension ont été renforcés dans les stages conduite, ce qui rejoint les recommandations de l'audit "Maîtrise de la tension" (cf §9).

5.2 Démarche Qualité ISO 9001

L'année 2003 a été marquée par l'obtention de la certification qualité ISO 9001 V2000 pour l'ensemble des activités de RTE.

⁶ *erreur humaine* : "tout écart par rapport à une prescription (action ou omission) de la part d'un opérateur dans la gestion ou l'exploitation du réseau de transport d'électricité, qui a ou peut avoir pour conséquence un dommage corporel, ou une réduction des capacités, de la fiabilité ou de la sûreté du système électrique, ou un dommage matériel ou financier aux clients, à RTE ou à des tiers, ou une altération d'image de RTE"

La sûreté du système bénéficie des dispositions mises en place par RTE dans le cadre de la démarche Qualité, à travers plusieurs macroprocessus :

- raccorder au réseau public de transport ;
- enlever et mettre à disposition l'électricité ;
- assurer l'accès aux interconnexions ;
- assurer les services d'équilibre ;
- développer et maintenir le réseau ;
- assurer l'équilibre des flux ;
- assurer l'équilibre offre / demande et compenser les pertes ;
- assurer le contrôle interne.

5.3 Retour d'expérience (organisation du REX, évolution de l'échelle des ESS)

Le fait marquant de l'année consiste ici en la révision de la grille de classement des ESS.

La méthodologie de classement, définie en 1995, repose sur l'appréciation combinée de la gravité selon deux types d'entrée :

- une entrée permettant d'enregistrer l'occurrence d'événements élémentaires concrets affectant une fonction d'exploitation dans un certain nombre de domaines (production, transport, exploitation du système, etc) ;
- une entrée visant à marquer le niveau de dégradation du fonctionnement du système.

Les grilles de classement des ESS elles-mêmes avaient déjà fait l'objet de plusieurs mises à jour, dont la dernière, réalisée début 2001, visait à élargir le domaine de la production aux groupes décentralisés.

Les ESS

La détection des événements porteurs d'enseignements pour la sûreté du système électrique est assurée sur la base de critères préétablis, regroupés dans une "Grille de classification des Evénements Système Significatifs (ESS)".

Le principe d'une telle classification date de 1992.

La grille de classification permet de positionner les événements à leur juste niveau d'importance vis-à-vis de la sûreté en les situant sur une échelle de gravité comprenant sept niveaux. Un niveau 0 est affecté aux événements à enjeux plus faibles pour la sûreté mais qu'il convient de mémoriser ; les niveaux A à F correspondent à des incidents de gravité croissante allant jusqu'à un éventuel incident généralisé au niveau national.

La révision élaborée en 2003 a permis d'intégrer l'apport des contrats et protocoles signés par RTE avec ses interlocuteurs, qui conduisent à mieux préciser l'impact sur la sûreté des différents acteurs raccordés au RPT. Ainsi, un nouveau domaine "distribution" s'ajoute à ceux qui existaient déjà.

Par ailleurs, les critères de classement des événements ont été réaffectés de façon à ce que l'attribution d'un ESS à un domaine soit la plus représentative possible de la responsabilité. Ceci devrait contribuer à responsabiliser les acteurs, tant en interne à RTE qu'à l'externe.

D'autre part, de nombreuses améliorations ont été apportées pour clarifier les libellés des ESS, recentrer les événements sur les fonctions altérées en s'affranchissant des désignations de matériels ou logiciels sujettes à évolution, prendre en compte les nouveaux mécanismes institutionnels (ajustement, services système), et recalibrer la cohérence des niveaux de gravité affectés aux libellés des six domaines de classement.

Les nouvelles grilles de classification entrent en application au 1^{er} janvier 2004.

Parmi les autres points qui mériteraient d'être signalés pour 2003, on citera aussi :

- l'évolution de la base de données "REX Sûreté" où sont enregistrés les ESS ;
- la poursuite de l'application de la démarche de retour d'expérience à l'analyse des documents du Référentiel d'Exploitation Système, avec le chapitre sur le suivi de la disponibilité des scénarios de renvoi de tension ;

- l'amélioration des *Bilans Sûreté* des plaques régionales : ils comportent désormais quatre nouveaux chapitres, en cohérence avec le présent *Bilan Sûreté* national, de façon à faire le point et à tirer les enseignements au niveau régional sur les situations d'exploitation rencontrées, la contractualisation des engagements de performances vis-à-vis de la sûreté, la formation à la sûreté et le contrôle des performances des utilisateurs du réseau.

5.4 Contrôle des performances

Les années 2001 et 2002 avaient démontré la capacité de RTE à vérifier expérimentalement le comportement d'un groupe de production vis-à-vis du réglage fréquence - puissance (statisme, participation...), ainsi que du réglage de tension via la situation du point de fonctionnement du groupe dans le diagramme U/Q.

Ces travaux, menés dans le cadre du Projet "Contrôle des performances", ont été poursuivis en 2003 par la mise en place des bases de données et de l'architecture informatique nécessaires, ainsi que par l'extension de l'expérimentation à l'ensemble des unités régionales, avec un volume de production concerné de l'ordre de 110 000 MW.

Ils se poursuivent pour optimiser la cadence de réalisation des contrôles, de façon à alléger le dispositif et rapprocher l'horizon de diagnostic du temps réel.

5.5 Organisation de crise

Le dispositif mis en place par RTE prévoit l'organisation d'exercices de crise tant au niveau national qu'aux niveaux régionaux.

Après l'exercice de crise national et l'audit thématique de 2002, qui avaient montré que le dispositif ORTEC⁷ était opérationnel, de nouveaux exercices ont été menés au niveau régional.

En particulier, on peut souligner la réalisation de deux exercices comportant la mise en œuvre de liaisons de dépannage 400 kV, destinées à faire face à des ruines de pylônes causées par des événements météorologiques de grande ampleur.

Ainsi, dans le Maine et Loire, le GIP a effectué en novembre avec succès le montage d'une telle ligne. Cet exercice a permis de vérifier la conformité des matériels et la possibilité de tenir l'objectif de cinq jours fixé pour le rétablissement d'une ligne en cas de crise réelle.

Contrôle des performances des groupes de production

Comme évoqué en 2001 lors des discussions avec les utilisateurs sur le code de réseau dans le cadre du CURTE, les installations de production, lorsqu'elles sont raccordées au RPT, peuvent être soumises à un contrôle de performances.

Ce contrôle, exercé avec le souci de ne pas engendrer des surcroûts de travail importants ni des dépenses trop élevées tant pour les utilisateurs que pour RTE, a pour but de préserver les conditions d'exploitation du RPT au service de tous, et la sûreté du système.

Le principe visé est que les performances soient contrôlées au point de livraison de l'installation, dès lors qu'un tel contrôle suffit pour pouvoir s'assurer du respect des performances.

Le plan ORTEC

Le plan ORTEC a été mis en place par RTE suite aux tempêtes de fin décembre 1999.

Il fixe les dispositions à prendre et l'organisation à adopter, tant au niveau national que régional, lorsqu'une situation de crise grave est déclarée par RTE.

Outre la mise en place des ressources humaines et des compétences techniques nécessaires, ORTEC prévoit la mise en œuvre des actions de communication associées à la gestion de la crise.

De façon concrète, des cellules de crise sont rapidement mobilisables dans toutes les Unités et à la Direction de RTE.

En complément, des Groupes d'Intervention Prioritaires (GIP) ont été créés dans chacune des Unités Transport. Leur objectif majeur est d'assurer en moins de cinq jours le rétablissement des lignes gravement endommagées et qui revêtent une importance particulière pour la sûreté du système électrique.

⁷ Organisation RTE de Crise

Un autre exercice a été réalisé en situation réelle dans le cadre de travaux au poste 400 kV d'Avoine. L'utilisation de la ligne de dépannage par le GIP a permis de réparer la liaison d'évacuation d'un groupe de la centrale de Chinon, ainsi que de traiter des fuites de SF6 au poste d'évacuation qui présentaient à courte échéance un risque d'avarie pour le site de production et un risque pour l'environnement.

6 Enseignements tirés des événements de l'année

6.1 Enseignements tirés des ESS et de leur analyse

On trouve ci-après le nombre d'événements système significatifs (ESS) déclarés pour chaque niveau de classement au moins égal à A, pour 2003 et les années précédentes.

ESS	2000	2001	2002	2003
A	107	89	44	70
B	18	12	7	14
C	2	2	1	3
D	0	0	0	0
E	0	0	0	0
F	0	0	0	0
Total \geq A	127	103	52	87

Le nombre des ESS de niveau supérieur ou égal à A a augmenté de 67 % par rapport à l'année 2002.

Leur répartition montre que cette augmentation concerne tous les domaines de classement : réseau de transport, exploitation du système, moyens de conduite, production⁸.

ESS \geq A	2000	2001	2002	2003
Réseau	36	23	12	19
Système	23	36	28	49
Moyens de conduite	44	28	7	10
Production	20	16	5	9
hors 4 domaines	4	0	0	0
Total \geq A	127	103	52	87

L'augmentation du nombre d'ESS ne provient pas seulement des conditions climatiques, car, même si l'on ôte la période allant de juin à septembre, on trouve 44 ESS de niveau supérieur ou égal à A, pour 32 en 2002.

Les ESS classés en C concernent :

- un défaut barres au poste 400 kV de Mézerolles suite à la chute d'un câble de garde ;
- le déclenchement d'ouvrages à la suite de l'incident ayant affecté la Suisse et l'Italie ;
- une perte d'observabilité et de manœuvrabilité dans l'ouest pendant 5h27mn.

Pour les ESS classés au niveau B (14 événements en 2003), on relève :

- 10 ESS pour pertes de jeux de barres survenues dans des postes 400 kV ;
- 2 ESS pour déclenchement rapproché de groupes de production importants ;
- 1 ESS pour un ordre de situation critique sur alerte à tension basse en région parisienne ;

⁸ on rappelle que le nouveau domaine "distribution" n'existait pas encore pour 2003

- 1 ESS pour un problème de calculateur de conduite ayant entraîné la perte d'observabilité pendant 2h07mn sur la région Rhône -Alpes - Auvergne.

Par ailleurs, environ 1080 ESS de niveau 0 ont été déclarés, soit 3 % de plus qu'en 2002. La déclaration de ces ESS est précieuse pour améliorer le retour d'expérience, même s'ils affectent peu la sûreté⁹. Ceci permet aussi de mener des analyses thématiques, selon les orientations du Comité National Retour d'Expérience (CNREX) de RTE.

Ainsi, face à plusieurs cas d'impossibilité temporaire de passer des télécommandes depuis les dispatchings vers les postes, une analyse a permis de mettre en évidence des anomalies génériques (dysfonctionnement du récepteur horaire synchronisant les équipements, anomalies logicielles...).

On peut noter aussi l'augmentation des ESS concernant les systèmes d'alerte et de sauvegarde (SAS), dont l'analyse révèle l'effet du vieillissement des SAS distants ; le développement d'un nouvel équipement, basé sur une architecture PC standard, est en cours pour remédier au problème.

6.2 Retour d'expérience hors ESS

Le Comité National Retour d'Expérience instruit des analyses sur des problématiques qui ne se limitent pas aux ESS survenus. Outre l'analyse de la situation météorologique exceptionnelle de l'été, qui a permis de déterminer les voies de progrès déjà mentionnées pour le Plan Canicule, plusieurs points méritent d'être cités pour 2003 :

- un retour d'expérience a été effectué sur les incidents liés à la végétation survenus pendant les huit premiers mois sur le réseau de transport français ; la situation se dégrade fortement par rapport à 2002, avec deux fois plus d'incidents sur la même période ; 13 % des cas résultent d'une intervention humaine ; 42 % proviennent d'une chute d'arbre (ils concernent presque tous les réseaux 63 et 90 kV) ; 45 % correspondent à des amorçages sans chute d'arbre (ils touchent les réseaux 225 et 400 kV, surtout de juin à août) ; des axes de progrès ont été dégagés, notamment pour améliorer la performance des élagages, afin de donner à la végétation l'importance qu'elle mérite (le chapitre suivant montrera le rôle joué par les amorçages avec la végétation lors des grands incidents des 14 août et 28 septembre) ;
- une analyse a porté sur des pertes concomitantes de protections différentielles de lignes et de moyens de transmission nécessaires à la protégeabilité ; des actions ont été engagées pour améliorer la convention avec l'opérateur de télécommunications, mieux suivre les faisceaux hertziens, s'assurer de la compatibilité des besoins en téléactions et de l'offre disponible, déployer des fibres optiques utilisables pour les téléprotections.

Un retour d'expérience a été fait sur l'élimination par les protections et les automates des courts-circuits sur le réseau 400 kV. 82,8 % des courts-circuits ont été éliminés en moins de 100 ms, et 11,6 % dans un temps compris entre 100 et 150 ms ; 5,6 % ont été éliminés en plus de 150 ms, et 3,9 % en plus de 250 ms (contre 3,3 % en 2002 et 3,0 % en 2001).

Pour l'ensemble des 356 liaisons 400 kV, le taux d'indisponibilités fortuites a été de 0,043 %, et le taux d'indisponibilités programmées de 1,71 %. Parmi ces ouvrages, on distingue 61 liaisons dites "stratégiques", dont l'absence en conduite entraîne une gêne telle qu'on doit proposer des dispositions permettant de réduire le besoin de leur consignation ; pour ces liaisons, le taux d'indisponibilités programmées a été de 1,13 %.

⁹ ainsi, on déclare en ESS 0 tout déclenchement inopiné de groupe de production et tout déclenchement de ligne 400 kV, alors qu'un tel déclenchement est couvert par le respect de la règle d'exploitation N-k

6.3 Faits notables concernant les autres systèmes électriques

L'année 2003 restera dans les mémoires comme exceptionnellement mauvaise vis-à-vis des grands incidents survenus à l'étranger.

Les deux faits majeurs sont les pannes spectaculaires qui ont frappé l'Amérique du Nord puis la Suisse et l'Italie, dont on trouvera en annexe une présentation plus détaillée ainsi que des enseignements :

- le 14 août, une panne gigantesque a affecté l'Eastern Interconnection, qui constitue l'une des quatre zones synchrones des Etats-Unis, ainsi qu'une partie du Canada ; l'incident résulte de causes multiples, qui comprennent des déclenchements de lignes par amorçage avec la végétation, des défaillances de systèmes de conduite, des problèmes de coordination entre centres de conduite ; le nord-est de l'Eastern Interconnection s'est effondré ; la reprise de service a été difficile et longue, la reconstitution du réseau étant freinée en particulier par des problèmes de redémarrage des groupes de production perdus ; l'incident a affecté 50 millions de personnes et a conduit à la perte d'environ 62 000 MW de consommation ;
- le 28 septembre, un incident a frappé la Suisse et l'Italie, dans une période où l'Italie était fortement importatrice et où ses capacités d'échange avec la Suisse et le reste de l'Europe étaient saturées ; parmi les autres causes de l'incident figurent des déclenchements de ligne par amorçage avec la végétation, des insuffisances de prise en compte des règles de sûreté, des problèmes de coordination entre gestionnaires de réseau, des déclenchements de groupes prématurés, et l'efficacité insuffisante de dispositions de délestage ; le réseau italien a fini par se séparer du réseau européen et à s'effondrer, tandis que la situation parvenait à être maîtrisée sur le reste du réseau UCTE ; pour cet incident aussi, la phase de reconstitution du réseau a été difficile et longue ; globalement, l'effondrement a affecté 57 millions de personnes, avec coupure de 28 000 MW pendant plusieurs heures.

Mais l'année 2003 a vu aussi plusieurs autres incidents non négligeables :

- le 3 février, une panne générale est survenue en Algérie : le déclenchement des deux turbines à gaz de la centrale du Hamma (350 MW) a provoqué une baisse importante de la fréquence, qui a entraîné à son tour le déclenchement en cascade de groupes de production ; quinze secondes après la perte des deux groupes du Hamma, le nord de l'Algérie s'est effondré, alors que la fréquence n'était plus que de 46 Hz ;
- le 15 mai, une grande partie du Texas a été touchée pendant deux heures par un incident, suite au déclenchement d'une ligne à très haute tension frappée par la foudre (faute de pouvoir tenir le n-1, les dispositifs de délestage sont alors intervenus automatiquement pour éviter l'effondrement du réseau) ;
- le 26 juin, l'Italie a dû mettre en place des délestages tournants importants pour faire face à de fortes chaleurs entraînant un recours accru à la climatisation ; pour éviter de nouvelles coupures, le gouvernement italien a adopté un décret temporaire permettant aux centrales électriques de restituer l'eau utilisée pour leur refroidissement à des températures supérieures à celles prévues par la loi ;
- en juillet, 400 000 personnes ont été victimes d'une coupure de courant à Buenos Aires ;
- dans la deuxième quinzaine d'août, en Inde, la région de Bombay a été affectée par une panne ;

- le 23 août, en Finlande, Helsinki a été privée d'électricité suite à un court-circuit dans un poste qui a entraîné le déclenchement de trois centrales et de deux câbles de transport ;
- le 28 août, une panne a paralysé une partie de Londres et du sud-est de l'Angleterre à l'heure de pointe ; environ 400 000 personnes ont été privées d'électricité par cet incident, qui résulte de problèmes de coordination entre opérateurs du réseau et d'un déclenchement de liaison consécutif au fonctionnement d'un dispositif de protection inapproprié ; l'incident a été d'autant plus embarrassant que le ministre de l'énergie avait assuré quelques jours auparavant que l'incident survenu aux Etats-Unis ne pouvait pas se produire en Grande-Bretagne ;
- fin août, le Portugal a dû mettre en œuvre des délestages ;
- le 2 septembre, au Mexique, un incident technique dans un poste a provoqué le déclenchement des lignes 230 kV qui alimentent la presqu'île du Yucatan ; la panne a duré six heures et a touché 3 millions de personnes dans trois Etats mexicains ;
- le 23 septembre, le sud de la Suède et l'est du Danemark ont été victimes d'un incident qui a privé d'électricité 2,5 millions de personnes : alors que le réseau était déjà affaibli par l'arrêt subit d'un groupe nucléaire de 1200 MW, un double défaut jeux de barres a affecté un poste et entraîné le déclenchement de deux lignes 400 kV et de deux groupes nucléaires, puis, au bout de 90 secondes, l'effondrement du réseau ; comme aux Etats-Unis et en Italie, la reprise de service a été contrariée par les difficultés rencontrées par les groupes de production pour reprendre la puissance.

7 Indicateurs en lien avec la sûreté

Le présent bilan montre que la sûreté du système relève de domaines variés et de beaucoup d'acteurs. Plusieurs indicateurs mis en place par RTE dans le cadre de la démarche Qualité concernent la sûreté, dont les suivants :

- indisponibilité fortuite des ouvrages 400 kV ;
- indisponibilité fortuite des ouvrages 225 kV ;
- nombre d'ESS A et B sur 12 mois glissants ;
- nombre d'ESS de niveau supérieur ou égal à C ;
- déclaration des ESS de niveau 0 ;
- nombre d'erreurs humaines à responsabilité Système ;
- nombre d'erreurs humaines à responsabilité Transport ;
- taux d'ESS liés au processus équilibre offre - demande ;
- écarts du réglage secondaire fréquence - puissance ;
- temps de réalisation du programme de marche.

Pour sa part, la CRE a défini, dans son *Tableau de bord de la régulation de RTE*, un domaine "sûreté de fonctionnement" qui prévoit la fourniture d'indicateurs relatifs à la répartition des contrôles de la conformité sûreté entre catégories d'utilisateurs, à la répartition des non-conformités sûreté lors des contrôles entre catégories d'utilisateurs, aux taux de conformité sûreté lors des contrôles par utilisateur et au nombre d'injonctions par utilisateur.

Ces indicateurs portent en fait surtout sur la non-discrimination des Utilisateurs en matière de contrôle de performances. Leur fourniture est subordonnée à la mise en place par RTE du contrôle de performances, pour lequel des actions sont en cours (cf §5.4 et §8.2).

8 Actions de progrès en cours

8.1 Actions en direction des partenaires concernés (GRT, Utilisateurs, etc)

Dans le cadre du CURTE et de la CFMA, RTE recherche la participation des acteurs étrangers aux mécanismes de programmation et d'ajustement de la production. Ceci s'est concrétisé pour le Mécanisme d'Ajustement dès avril 2003 avec des acteurs suisses, et d'autres accords étaient en cours de recherche fin 2003. Pour les échanges de réserve d'urgence, outre l'accord conclu avec NGT, des actions analogues étaient à l'étude avec d'autres voisins de RTE.

Un autre point marquant est la participation de RTE aux travaux menés par le Comité d'investigation de l'UCTE sur l'incident qui a atteint la Suisse et l'Italie le 28 septembre. D'autre part, dans le cadre de leur accord de coopération, RTE et PJM ont engagé une analyse pour comparer cet incident avec celui qui a affecté l'Amérique du Nord le 14 août.

A la demande de la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz, RTE a organisé une session de formation de dispatchers, dans le cadre des suites données par la STEG à l'effondrement de réseau qu'elle avait connu le 30 juin 2002.

Après les coopérations engagées les années précédentes avec les exploitants de réseau étrangers, et comportant des aspects relatifs à la sûreté, RTE a signé en 2003 un accord avec Korea Electric Power Corporation, qui inclut le thème des travaux sous tension.

8.2 Axes de recherche

La maîtrise de la sûreté demande de savoir identifier les risques contre lesquels on veut se prémunir et de prendre à temps les dispositions nécessaires. Le retour d'expérience, s'il est précieux, ne suffit pas, car les grands incidents sont rarement semblables à ceux qui les ont précédés. Il est donc nécessaire pour RTE de savoir anticiper les nouvelles conditions d'exploitation du système électrique, et de piloter des actions de recherche. Parmi les multiples domaines concernés, citons tout spécialement pour 2003 les suivants :

- l'amélioration des prévisions de consommation, avec la réévaluation et l'intégration dans les outils de gestion prévisionnels (Prélude et Précoce) de gradients de référence rendant mieux compte des écarts constatés entre prévision et réalisation, et des recherches dans le domaine des prévisions semi-paramétriques, qui semblent potentiellement plus adaptées que les méthodes actuelles aux évolutions fortes de consommation ;
- les recherches sur l'application de mécanismes coordonnés pour la gestion des interconnexions internationales, avec en particulier la participation à un projet pilote qui associe, outre RTE, les compagnies Elia, RWE Net, E.ON Netz et TENNET ;
- la poursuite de travaux sur l'amélioration des méthodes d'appréciation et de valorisation de la sûreté par le traitement statistique et probabiliste, avec des recherches méthodologiques sur les dépendances entre les incidents et les situations d'exploitation, et la réévaluation des règles d'exploitation utilisées, par exemple les règles pour maîtriser les écroulements de tension en région Provence - Alpes - Côte d'Azur ;
- l'évolution de l'outil d'analyse de sûreté ASR mis à disposition des exploitants, avec le déploiement dans les dispatchings régionaux d'une nouvelle version étendant l'emploi d'ASR aux cycles amont de la gestion prévisionnelle ; ceci permettra aux exploitants d'utiliser le même outil depuis le cycle annuel jusqu'au temps réel, améliorant ainsi la

cohérence des analyses de sûreté aux divers horizons ; par ailleurs, l'introduction d'un appréciateur d'état dans ASR permet désormais de travailler sur un état de réseau plus complet en supplantant certains manques de mesures en temps réel ;

- l'amélioration de la modélisation dans EQUINOXE (outil pour la détermination d'hypothèses d'échanges sur la plaque européenne basées sur des prix fondamentaux) et la poursuite de la mise en place d'une méthodologie et d'un environnement d'utilisation de l'outil ;
- l'élaboration, dans le cadre du projet Contrôle des Performances, d'une nouvelle version de l'outil destiné à être mis à disposition des exploitants régionaux pour leur permettre de contrôler les performances des producteurs en matière de réglages ;
- la mise au point d'une nouvelle version d'ASSESS, plate-forme d'études de réseaux statistiques développée conjointement par RTE et NGT, qui vise à améliorer la prise en compte de la sûreté dans un contexte d'exploitation devenu beaucoup plus variable pour les gestionnaires de réseau.

Les équipes menant ces actions de recherche sont intégrées depuis le 1^{er} janvier 2003 à RTE, où elles constituent le Département Méthodes et Appui.

9 Boucle de régulation et de contrôle à RTE

Dans le cadre des dispositions d'audit interne mises en place à RTE pour assurer sa Direction du respect des politiques, l'aider à rechercher et corriger les faiblesses de l'organisation, et apporter des conseils au management, des audits sûreté sont menés à la demande de la Direction. Ils sont réalisés selon une programmation périodique, qui peut être complétée par des demandes du management en dehors de ce plan (audits "flash").

En 2003, les audits réalisés ont porté en particulier sur :

- la maîtrise de la tension ;
- les Systèmes d'Alerte et de Sauvegarde ;
- l'incident du 25 septembre 2003 au poste de Tricastin ;
- l'incident TST du 28 octobre 2003 au poste de Chaffard.

10 Points de vigilance

Comme les deux années précédentes, la sûreté du système électrique français a pu être maîtrisée en 2003, malgré des sollicitations inhabituelles (incident Suisse - Italie du 28 septembre, épisode caniculaire de l'été...).

La France n'a pas été atteinte par les incidents sévères qui ont affecté de nombreux pays, et les dispositions prises par RTE pour assurer la sûreté n'y sont pas étrangères.

Cependant, le bilan 2003 montre que certains des ingrédients des incidents étrangers ne sont pas absents. Ceci implique de maintenir le haut niveau d'attention porté à la sûreté, et en particulier de veiller attentivement :

- au suivi des marges, des réserves des réglages fréquence - puissance, ainsi que des écarts de fréquence sur le réseau UCTE ;
- au suivi rigoureux des engagements de performances contractés avec les acteurs externes, et notamment avec les producteurs et distributeurs.

ANNEXE : 2003, une année marquée dans le monde par de grands incidents

Plusieurs incidents survenus en 2003 ont mis au premier plan les enjeux de sécurité d'approvisionnement et de sûreté des systèmes électriques.

Concernant le premier enjeu, les délestages tournants touchant l'Italie le 26 juin, confirmant la crise californienne survenue en 2000, montrent comment des défaillances émergent inéluctablement lorsque les capacités de production et de transport ne sont plus en adéquation avec les consommations à alimenter.

Pour sa part, l'enjeu de maîtrise de la sûreté de fonctionnement est illustré par les deux pannes spectaculaires qui ont affecté l'Amérique du Nord le 14 août, puis la Suisse et l'Italie le 28 septembre.

L'incident Suisse - Italie du 28 septembre 2003

L'incident se produit vers 3h du matin, alors que l'Italie est fortement importatrice et que les capacités d'échange avec la Suisse et le reste de l'Europe sont saturées.

Les études de sûreté effectuées la veille par l'opérateur suisse ETRANS ont identifié que la perte de la ligne suisse 380 kV Mettlen - Lavorgo demanderait d'accomplir des actions curatives sous 15 minutes, dont des actions à effectuer par le gestionnaire de réseau italien GRTN. Juste avant l'incident, cette ligne était chargée à 86 %.

A 3h01, la ligne amorce avec son environnement et déclenche par action des protections ; le réenclenchement s'avère impossible, du fait d'un angle de transport (42°) trop important entre les extrémités.

Par reports de charge, une autre ligne suisse passe en surcharge. L'allongement des conducteurs provoque au bout de 24 minutes un contact avec un arbre, et le déclenchement de la ligne.

L'incident s'emballe alors, avec, en quelques secondes, le déclenchement d'une nouvelle ligne suisse par surcharge et la déconnexion automatique de la liaison Lienz - Soverzene reliant Suisse et Autriche. L'Italie perd le synchronisme, et se sépare du reste du réseau européen par action des protections équipant les lignes transfrontalières : au vu des tensions basses et des courants élevés, les impédances mesurées par ces protections correspondent aux critères de déclenchement.

En Italie, du fait du fort déficit de production résultant de la séparation, la fréquence chute instantanément à 49,1 Hz, et la tension s'effondre. De nombreux groupes de production déclenchent : d'abord des installations raccordées aux réseaux de distribution, puis 21 des 50 groupes principaux raccordés au réseau de transport ; le délestage fréquentométrique automatique intervient mais ne sauve pas la situation ; 2mn30s après la séparation, l'Italie est totalement hors tension.

Sur le reste du réseau UCTE, la fréquence augmente instantanément, mais elle se stabilise à 50,2 Hz par action des réglages automatiques primaires et secondaires de fréquence des différents pays interconnectés. Malgré quelques déclenchements inopinés de groupes et la velléité de certaines centrales de vouloir se déconnecter manuellement du réseau, l'incident est circonscrit grâce à la réaction majoritairement correcte des différents composants et acteurs du système électrique.

Ensuite survient la phase de reprise de service en Italie, avec en particulier la reconnexion progressive avec la France et la Suisse de 4h05 à 12h45. Les importations reprennent également de façon progressive, en lien avec la reconstitution du réseau, de 6h à 16h. La réalimentation de certaines zones du sud demandera une vingtaine d'heures.

Globalement, l'effondrement aura affecté environ 57 millions de personnes, avec coupure de 28 000 MW pendant plusieurs heures.

L'incident américain du 14 août 2003

Cette panne a affecté l'Eastern Interconnection, qui constitue l'une des quatre zones synchrones des Etats-Unis, ainsi qu'une partie du Canada. Le réseau concerné s'étend du Dakota à la côte Est. Par comparaison avec l'Europe, l'organisation y est plus complexe, avec juxtaposition et superposition de strates historiques successives. Ainsi, le réseau supervisé par l'opérateur Midwest ISO est entrecoupé de réseaux couverts par PJM, un autre opérateur ; un rapport américain sur l'incident évoque un "réseau en gruyère".

La situation avant l'incident est saine selon le rapport officiel ; la consommation est forte du fait de l'usage de la climatisation associé aux températures élevées, mais les exploitants ont fait face à des situations plus contraignantes les jours précédents. Cependant, plusieurs centres de conduite connaissent des défaillances de systèmes d'information, ce qui entravera l'appréciation des risques encourus et la réaction des exploitants lorsque les faits initiateurs surviendront.

La situation s'aggrave à 14h02 avec le déclenchement de la ligne 345 kV Stuart - Atlanta, du fait d'un feu de broussailles sous les conducteurs. Ce fait peu important en lui-même va perturber un estimateur d'état alors en cours de réactivation.

De 15h05 à 15h41 déclenchent trois nouvelles lignes 345 kV reliant le nord et l'est de l'Ohio, du fait, comme en Suisse le 28 septembre, d'amorçages avec la végétation. Il en résulte à la fois de forts reports de charges et l'affaiblissement du plan de tension, qui provoquent des déclenchements de nouvelles lignes ainsi que de groupes de production. A partir de 16h10, ces déclenchements s'emballent très rapidement à intervalles de quelques secondes. Une vaste boucle de transit se crée depuis la Pennsylvanie vers l'Etat de New York, puis l'Ontario et le Michigan, pour contourner les liaisons manquantes.

Le grand réseau de l'Eastern Interconnexion finit par se couper selon une ligne est-ouest. Le sud va rester indemne, tandis que le nord-est devenu isolé va voir les événements continuer à se succéder, avec de nouvelles séparations et des écroulements. A 16h13, cette partie est totalement effondrée à l'exception de quelques îlots où la préservation d'un équilibre production - consommation relatif ainsi que le comportement des groupes de production et les délestages ont réussi à sauver la situation.

La reprise de service est difficile ; 19 heures après l'incident, il reste encore à réalimenter 20 % de la consommation perdue, et il faudra deux jours pour réalimenter certaines parties des Etats-Unis ; en particulier, la reconstitution du réseau est freinée par des problèmes de redémarrage des groupes de production perdus.

Au total, l'incident a affecté 50 millions de personnes et conduit à la perte d'environ 62 000 MW de consommation dans l'Ohio, le Michigan, la Pennsylvanie, le Vermont, le Massachusetts, le Connecticut, le New Jersey et dans l'Ontario.

La commission d'investigation créée à la suite de cet effondrement a attribué l'effondrement à la conjonction de déficiences de pratiques spécifiques, de matériel, et de décisions humaines, classées en trois groupes :

- une connaissance insuffisante de l'état du réseau à First Energy ;
- un manque de maîtrise des besoins d'élagage à First Energy ;
- un manque de coordination entre centres de conduite du réseau.

Les enseignements de ces incidents

Globalement, on peut retenir que l'accroissement de la complexité des systèmes interconnectés dû à l'ouverture des marchés a pu jouer un rôle dans ces pannes, ce facteur s'ajoutant pour les renforcer aux causes classiques mises en évidence par le retour d'expérience sur les grands incidents antérieurs.

Ceci conduit à dégager les points sensibles suivants :

- la nécessité d'affirmer le rôle de chef d'orchestre du GRT, en particulier dans les situations les plus extrêmes où ses ordres doivent être exécutés sans discussion et sans retard ;
- l'exigence d'un référentiel de sûreté adapté, dans ses différentes dimensions : directives, lois, dispositions réglementaires, référentiel technique s'appliquant au GRT comme aux autres acteurs (producteurs, distributeurs, consommateurs, traders, etc) ;
- l'importance des relations contractuelles entre le GRT et les producteurs, distributeurs et consommateurs, qui imposent le respect de dispositions de sûreté depuis le stade du raccordement au réseau jusqu'à celui de la conduite, en précisant clairement les engagements de chaque partie et les modalités de contrôle de ces engagements ;
- enfin, l'exigence impérieuse d'une forte coordination entre GRT, aux différentes échelles de temps concernées, ce qui nécessite l'indépendance des GRT par rapport aux autres acteurs du marché.