



Référentiel Technique
Chapitre 7 – Gestion et exploitation du réseau
Article 7.1 – Sûreté du système – Règles associées

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

10 pages

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Utilisateur concerné : producteur, consommateur, distributeur.

1. RAPPEL DES EXIGENCES REGLEMENTAIRES

- La Loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, modifiée par 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, stipule (article 15-2) que « le gestionnaire du réseau public de transport assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau, ainsi que la sûreté et l'efficacité de ce réseau en tenant compte des contraintes techniques pesant sur celui-ci ».
- Le cahier des charges type du réseau public¹ prévoit que le concessionnaire fixe les règles de sûreté pour l'exploitation du réseau, conformes, le cas échéant avec les règles approuvées par l'Union Européenne ou à défaut aux règles d'exploitation publiées par l'UCTE². Il prévoit également que le concessionnaire détermine les marges d'exploitation qui lui sont nécessaires pour faire face aux aléas de production ou de consommation.

2. ENJEUX POUR LE SYSTEME ELECTRIQUE ET LES UTILISATEURS

La maîtrise de la sûreté du système qui peut se caractériser par la capacité à :

- Assurer un fonctionnement normal du Système
- Limiter le nombre des incidents et éviter les grands incidents
- Limiter les conséquences des grands incidents lorsqu'ils se produisent

repose sur la maîtrise d'un grand nombre d'activités, depuis des activités très en amont de l'exploitation temps réel (activités de conception et développement du système et de ses composants par exemple), jusqu'aux décisions et interventions en temps réel.

La sûreté du Système repose sur la conception et la mise en œuvre de dispositions de nature diverses, adaptées à la dynamique des principaux phénomènes de dégradation [1]

- Les déclenchements en cascade des ouvrages de transport
- Les écroulements de fréquence
- Les écroulements de tension
- Les ruptures de synchronisme des groupes de production

Les interruptions de service, et a fortiori les grands incidents, ont aujourd'hui des impacts considérables sur la vie économique et sur la vie courante. C'est donc un enjeu majeur pour tous, utilisateurs et RTE.

Pour autant une sûreté « absolue » est techniquement et économiquement inaccessible. Il s'agit donc de trouver le bon compromis entre d'une part les coûts (en général « certains ») engagés pour se prémunir des aléas pouvant survenir et d'autre part les conséquences (« potentielles » a priori et qui la plupart du temps le restent) de ces aléas.

¹ En préparation

² ces règles sont rassemblées dans le « UCTE Operation Handbook » consultable sur le site UCTE : www.ucte.org. RTE a signé avec ses partenaires de l'UCTE un « multilateral agreement » qui l'engage à respecter les politiques mises en place.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

L'approche de RTE, en particulier par rapport aux décisions prises en exploitation, passe (comme globalement celle des autres exploitants de réseaux publics de transport³) par l'analyse de la probabilité des aléas / incidents et l'évaluation de leurs conséquences pour le système et ses utilisateurs, à comparer au coût des actions pouvant être mises en œuvre pour les éviter ou a minima les limiter et au renfort de sûreté apporté par ces actions. Le problème se pose donc en termes probabilistes, même si le pragmatisme et la nécessité de critères de décisions simples à utiliser en exploitation conduisent souvent en pratique à une expression de règles d'exploitation pouvant présenter une formulation de type plutôt « déterministe » : aléas pris en compte ou non et niveaux de conséquences associées acceptés (cf. § 3.2 pour les règles appliquées pour la maîtrise des conséquences de pertes d'ouvrages : groupes de production, lignes, transformateurs, ...)

Les critères de gestion retenus visent à respecter, à la fois en situation normale et suite aux aléas pris en compte :

- La continuité de l'accès au réseau des utilisateurs ou a minima la limitation des coupures ou délestages
- Les plages de fonctionnement normal du système (intensités admissibles dans les ouvrages dans le respect des arrêtés techniques, tension, fréquence, puissance de court-circuit)
- Les limites de stabilité du système (risques de perte de synchronisme, d'écroulement de tension, d'oscillations inter-zones)

Les règles d'exploitation qui définissent les principes à suivre dans les décisions d'exploitation du système sont rassemblées dans un recueil interne à RTE (« référentiel sûreté »). Elles s'appliquent aux différents horizons de la gestion prévisionnelle et pour le temps réel.

Elles sont déclinées de façon plus détaillée et plus opérationnelle, dans les dispatchings régionaux et au dispatching national en particulier sous forme de consignes à disposition des opérateurs du temps réel.

On présentera plus particulièrement dans la suite de ce document les principes des règles d'exploitation en vigueur dans deux domaines fondamentaux :

- La règle dite du n-k traitant de la maîtrise des pertes d'ouvrages (de réseau, de production) en terme de répercussion sur l'exploitation du système (transits, tension, fréquence, ...) et les utilisateurs du réseau, principalement sous l'angle des interruptions de service aux consommateurs des réseaux publics de transport et de distribution (coupures, délestages) ;
- Les règles relatives à la maîtrise des aléas affectant l'équilibre offre-demande.

D'autres domaines font également l'objet de règles d'exploitation sur des domaines plus spécifiques.

3. MAITRISE DES CONSEQUENCES DES PERTES D'OUVRAGES

Les règles utilisées par RTE s'inscrivent en cohérence avec la politique de l'UCTE existante dans ce domaine et les complètent en particulier dans les aspects laissés à l'appréciation des

³ Même si c'est de façon non explicite

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

opérateurs de système électrique (TSO), en s'inscrivant dans la recherche d'une cohérence des risques⁴ acceptés vis-à-vis des événements pouvant affecter le système électrique.

3.1. Politique 3 de l'UCTE : « Operational Security »

La section A de la politique 3 de l'operation handbook UCTE spécifie que chaque TSO doit a minima exploiter le réseau dont il a la charge en respectant le critère dit du N-1 : la perte (unique) de n'importe quel élément du système électrique (groupe de production, compensateur, ouvrage de transport, transformateur) ne doit pas compromettre la sécurité d'exploitation du système interconnecté du fait de l'atteinte ou du dépassement de limites d'intensité, de tension, de stabilité, ... et en conséquence conduire à des déclenchements en cascade et des coupures, que ce soit dans sa zone d'activité ou dans les réseaux voisins.

Au delà de la liste des éléments simples «évidents » indiquée précédemment, la politique indique en outre que chaque TSO définit la liste des événements les plus probables (« the most probable contingencies ») qu'il inclut dans ses critères de sûreté (avec quelle conséquence) en particulier vis-à-vis des défauts barres sur lesquels l'unanimité n'est pas complète (tant s'en faut !) chez les opérateurs de réseau en Europe et au delà.

3.2. Règle de gestion vis-à-vis des pertes d'ouvrages (« règle N-k »)

▫ Les principes théoriques de base : l'approche dite iso-risque

Dans l'exploitation du système électrique, on a déjà rappelé qu'il est possible à tout instant que des éléments de réseau ou des groupes de production déclenchent (courts-circuits dus aux coups de foudre, problèmes dans les centrales de production, fonctionnements intempestifs ou inadéquats de protections ou d'automates, défauts sur les ouvrages des utilisateurs du RPT, ...). Certains de ces aléas sont plus « probables » (ou, vu les ordres de grandeur des probabilités en jeu, moins « improbables ») que d'autres ; en règle générale les aléas « multiples » (perte simultanée de plusieurs éléments indépendants) sont beaucoup plus rares que les aléas « simples ».

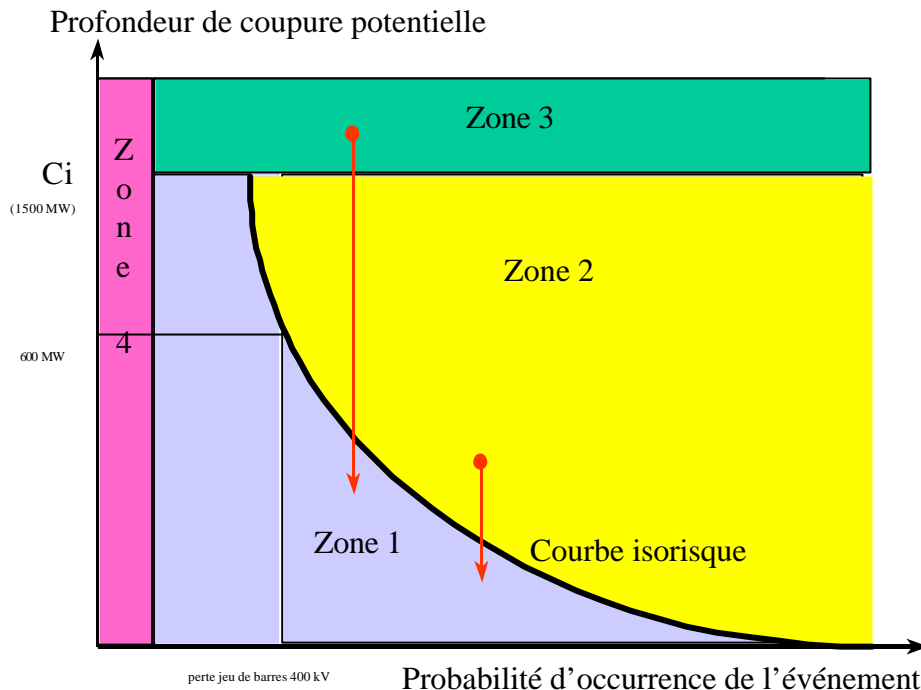
Vis-à-vis de ces différents niveaux d'aléas, le GRT peut tolérer un certain risque (en fonction d'un arbitrage coût - sûreté). Il définit un niveau de risque maximal toléré, évalué par une valeur de référence du produit « probabilité de l'événement x profondeur de coupure » (plus la probabilité d'un événement est forte, plus la coupure admise (en MW) est faible). Cette valeur partage le plan « conséquences - probabilité » en 4 domaines distincts :

- la zone de risque tolérable (zone 1),
- la zone de risque inacceptable (zone 2),
- la zone de conséquences inacceptables (zone 3),
- la zone de risque pour laquelle le GRT accepte de solliciter le plan de défense (zone 4).

Ce qui peut se schématiser de la façon suivante :

⁴ Le « risque » associé à un événement est défini comme le résultat « produit de la probabilité de l'événement par ses conséquences.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour



Si les conséquences potentielles d'un aléa sont inacceptables (zone 3) ou si le risque encouru est supérieur au risque maximal toléré (zone 2), le GRT doit ramener la coupure prévisionnelle aux niveaux tolérés ou, si ce n'est pas possible, doit les minimiser, en prévisionnel et en temps réel. Les mesures correspondantes peuvent être coûteuses en terme de mise en œuvre (impositions ou effacements de groupes de production, mise en œuvre de travaux sous tension ou de moyens spéciaux coûteux pour éviter des retraits d'ouvrages lors de travaux ,).

RTE a, compte tenu en particulier du REX sur les aléas constatés et de leurs conséquences, globalement calé la courbe iso risque sur un niveau de risque de référence correspondant à une probabilité d'aléa de l'ordre à celle d'un défaut barres en 400 kV avec un niveau de conséquence de l'ordre de 600 MW.

▫ **La traduction opérationnelle des principes théoriques : la « règle du N-k »**

Dans la pratique opérationnelle, les opérateurs ne peuvent pas s'appuyer dans leurs prises de décision sur une « courbe iso-risque » à confronter à chaque fois aux probabilités d'aléas propres à chaque ouvrage et aux conséquences correspondantes. Cette courbe est donc traduite, dans la règle d'exploitation, sur la base de probabilités « moyennes » en une expression standard de listes d' aléas à considérer et des conséquences associées tolérées. On peut schématiquement considérer les niveaux suivants :

N-1 : les aléas « simples » : liaisons, transformateurs ou autotransformateurs, groupes de production, tronçon de jeu de barres pour lesquels les conséquences acceptées sont nulles ou très faibles

N-2 : les aléas considérés concernent deux éléments simultanément (ou dans un temps très court) ; seuls ceux ayant une probabilité encore « significative » et/ou des niveaux de conséquences majeures sans dispositions préventives sont analysés et des niveaux de conséquences acceptés définis ;

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

N-k ($k > 2$) : les aléas correspondants concerneraient trois éléments ou plus de façon simultanée, ou dans un temps très court ; les probabilités (sauf cas particuliers de modes communs) sont infimes. Il n'est pas prévu d'analyses de ces aléas et d'actions préventives. Pour ces types d'aléas « hors dimensionnement », on accepte d'avoir recours, s'ils surviennent, à des actions de type plan de défense.

On trouvera en annexe, une « liste » des principaux aléas décrits dans les règles d'exploitation avec les niveaux maximum de conséquences acceptés.

En complément de cette traduction « déterministe », pour des cas particuliers où la probabilité d'un aléa (par exemple multiple) est identifiée comme « hors norme » (cas d'un mode commun conjoncturel identifié pouvant conduire à la perte de tout un site de production par exemple), dans l'esprit de l'approche iso-risque, des niveaux de conséquences adaptés peuvent être ponctuellement recherchés. Des exceptions aux niveaux de conséquence usuellement admis peuvent aussi, sur la base de dossiers formalisés, être admis sur des critères de coûts des mesures préventives à mettre en œuvre.

4. REGLES MAITRISE DE L'EQUILIBRE OFFRE DEMANDE

RTE se conforme a minima aux éléments de la politique UCTE dans ce domaine (valeurs minimales de réserves, structure et dynamiques attendues des réglages, ...), et les complètent au besoin, en particulier pour les aspects temporels non spécifiés dans la politique UCTE (plus spécifiquement les notions de marges requises à échéances au delà de 15 minutes)

4.1. Politique 1 de l'UCTE : Load-frequency control and performance

La policy 1 de l'operation handbook de l'UCTE spécifie des exigences pour les réglages « primaires », « secondaires » et « tertiaires ».

- Pour le réglage primaire de fréquence : la politique définit l'incident de référence à maîtriser sur le réseau ouest européen (déséquilibre instantané de 3000 MW) et le gabarit attendu de l'écart de fréquence associé, et au niveau de chaque TSO, la part de réserve primaire minimale de chaque TSO (3000MW multipliés par le « poids relatif » du bloc de réglage correspondant dans le réseau interconnecté), l'énergie réglante minimale (MW / Hz) et la dynamique globale du réglage primaire de la zone d'action du TSO. L'UCTE fournit périodiquement la valeur de la part de réserve primaire de chaque TSO responsable d'un bloc de réglage
- Pour le réglage secondaire : au delà de la structure du régulateur et de ses paramètres dynamiques, l'UCTE recommande a minima, pour chaque bloc de réglage, un volume de réserve secondaire pour maîtriser les aléas de consommation donné par une loi de la forme

$$R = \sqrt{a L_{\max} + b^2} - b$$

Avec $a = 10$ MW, $b = 150$ MW, L_{\max} : consommation max attendue dans le bloc de réglage ;

- Pour le réglage « tertiaire » la politique UCTE stipule la disponibilité d'une «réserve 15 min » suffisante (en particulier pour reconstituer la réserve secondaire après la perte d'un groupe de production, donc éventuellement le plus gros) ; en outre si la réserve secondaire n'est pas suffisante à elle seule pour faire face à la perte du plus gros groupe du bloc de

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

réglage, une réserve dite « minute » doit être disponible pour compléter la réserve secondaire mise en œuvre de façon automatique par le réglage secondaire.

4.2. Réserves primaires et secondaires

En conformité avec la politique 1 de l'UCTE, RTE constitue (en s'appuyant sur la mise en œuvre du Contrat de Services Système⁵)

- un volume de réserve primaire a minima égal à la contribution fixée par l'UCTE ; une réserve plus importante peut être constituée de façon conjoncturelle si la perte de deux groupes risque d'amputer significativement la réserve primaire disponible.
- un volume de réserve secondaire a minima égal à la valeur spécifiée par l'UCTE vis-à-vis des aléas de consommation ; pour les périodes où les gradients de variations de consommation et/ou d'échanges avec les GRT voisins sont importants une réserve secondaire plus importante, fonction du gradient attendu, est constituée de façon à éviter l'arrivée et le maintien en butée du niveau du réglage secondaire fréquence puissance..

4.3. Marges à échéance

Au delà de la formulation quasi déterministe des exigences de la politique UCTE vis-à-vis de la disponibilité d'une réserve mobilisable en un temps court, il convient de tenir compte des aléas pouvant affecter la production (indisponibilités fortuites totale ou partielles de moyens de production, re-démarrages anticipés de groupes, ...) la consommation (l'impact des aléas climatiques est le plus connu) et les échanges avec les réseaux voisins, à des échéances plus éloignées ; en effet, et tout particulièrement avec la structure du parc de production en France, il faut tenir compte des « constantes de temps » de réaction des moyens utilisables pour assurer l'équilibre futur en prenant assez tôt les décisions nécessaires : temps de démarrage de groupes voire de leur « mémoire » (une décision à t impacte la puissance disponible à $t+h$, durées limitées d'ajustements, ...) pour apprécier les risques à ces échéances.

La notion de « marge à la hausse⁶ vue d'un instant t_0 pour une échéance $t_0 + d$ » correspond à la différence entre

- D'une part, l'offre à l'échéance $t_0 + d$ (production, voire effacement de consommation, annoncée disponible par les producteurs à l'échéance $t_0 + d$ et mobilisable pour cette échéance sans recours à des actions exceptionnelles ou de sauvegarde)
- D'autre part la demande estimée par RTE à l'instant t_0 comme probable à $t_0 + d$

RTE s'appuie sur une approche probabiliste pour estimer les niveaux de marges jugés nécessaires à des échéances telles que la ou les prochaine(s) pointe(s) de consommation : en combinant les caractéristiques probabilistes des aléas de consommation échanges et production, estimés en s'appuyant principalement sur l'analyse des aléas passés, le niveau de sûreté recherché en exploitation est que la marge « vue à l'instant t pour $t+d$ » soit a minima égale à la valeur de déséquilibre n'ayant pas plus de x % de risque de se produire à l'échéance étudiée.

Les valeurs utilisées sont de

$x = 1$ % lorsqu'on étudie la pointe du matin

⁵ Trame type annexée au présent référentiel technique

⁶ Il existe de façon symétrique une notion de marge à la baisse qui permet d'évaluer les souplesses possibles en cas d'aléas conduisant à un surplus de production par rapport à la demande

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

$x = 4 \%$ lorsqu'on étudie la pointe du soir.

A niveau x constant, la marge nécessaire correspondante évolue en fonction de l'horizon temporel considéré : à des échéances rapprochées la marge requise diminue en volume.

Pour des échéances courtes (2 heures typiquement) la valeur de marge jugée nécessaire est moins directement probabiliste et prise de l'ordre de 2300 MW et à des échéances encore plus courtes (15 minutes) la valeur minimale requise est de l'ordre de 1500 MW (taille du plus gros groupe)

5. AUTRES REGLES

Sans citer de façon exhaustive les différentes règles d'exploitation à enjeux forts pour la sûreté intégrées dans le référentiel interne à RTE, on peut citer aussi des règles d'exploitation applicables dans le cadre de la gestion prévisionnelle et du temps réel traitant des domaines suivants.

5.1. Règles liées à la gestion des infrastructures des ouvrages de transport

RTE s'assure que les schémas d'exploitation conduisent à réseau « complet » (hors aléa, mais en tenant compte par exemple des ouvrages retirés pour travaux, des groupes connectés au réseau, ...) et vis-à-vis des aléas retenus dans la règle N-k que

- les transits sont compatibles avec les capacités de transit des ouvrages (cf. § IMAP),
- les tensions se situent à l'intérieur des plages contractuelles et/ou (sur aléa) en deçà des seuils de tension correspondant aux limites admissibles par les matériels ou de risque d'écroulement de tension les domaines de tension,
- les puissances de court-circuit maximales ou minimales admissibles sont respectées

5.2. Stabilité électrodynamique

RTE s'assure, à l'aide d'outils de simulation, que les défauts survenant sur le réseau HTB3 et normalement éliminés (en tenant compte d'une marge de sécurité liée aux dispersions des temps de fonctionnement des systèmes de protections et des disjoncteurs, ainsi qu'aux incertitudes des modèles de simulation utilisés) ne conduisent pas à une perte de synchronisme. Des parades préventives (topologies particulières, fixations de limites vis-à-vis des puissances active et/ou réactive des groupes de production concernés) doivent être recherchées.

6. ELEMENTS ATTENDUS DES UTILISATEURS DU RESEAU PUBLIC DE TRANSPORT

La sûreté du système implique tous les utilisateurs qui sont évidemment demandeurs d'un fonctionnement normal et maîtrisé du système mais qui sont aussi des acteurs ayant un impact sur la maîtrise et le maintien de cette sûreté.

On a vu plus haut que les règles de sûreté sont conçues pour faire face aux aléas les plus probables avec un certain niveau de conséquences. Cette cohérence risque d'être mise à mal si les niveaux de probabilités de dysfonctionnement / aléas sont « hors norme », si des aléas deviennent « quasi certains » ou si des moyens d'action pris en compte pour réagir face aux

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

aléas deviennent inopérants. A titre d'exemple, sans être forcément exhaustif, on peut citer quelques éléments typiques que les utilisateurs du réseau, acteurs impliqué dans la maîtrise de la sûreté du système, doivent porter à la connaissance de RTE.

Dans le domaine de la production, il est donc nécessaire que RTE soit prévenu, en particulier pour les installations raccordées en HTB3 et/ou de puissances importantes des risques pouvant affecter les moyens de production⁷, tout particulièrement si des modes communs conjoncturels sont détectés par le producteur pouvant conduire à la perte simultanée ou rapprochée de plusieurs unités de production.

On peut évoquer également, pour les installations de production, les consommateurs et les distributeurs, les indisponibilités ou dysfonctionnements identifiés de systèmes de protections (une mauvaise élimination de défaut entraînant, outre des temps d'élimination plus longs que les temps normaux la perte simultanée non attendue de plusieurs ouvrages et donc des risques pour la stabilité du système et la maîtrise des transits et des tensions).

Enfin, la non disponibilité de parades prises en compte dans les analyses menées pour juguler les effets des aléas doit être signalée : impossibilité d'un effacement de production ou de consommation dans un délai donné⁸, non disponibilité de systèmes de délestage, ...

Les besoins spécifiques et les modalités d'alerte vers RTE sont à traiter, du point de vue technique, dans les conventions d'exploitation conduite.

- [1] Mémento de la sûreté du système électrique
RTE – Edition 2004
Consultable sur le site RTE⁹

⁷ l'article 27 de l'arrêté raccordement évoque d'ailleurs l'information du GRT sur les « indisponibilités susceptibles d'affecter la production, les services auxiliaires ou le programme de marche dans les heures à venir

⁸ contractualisé dans la convention de raccordement ou dans un contrat particulier : on s'intéresse ici à la performance d'un point de vue technique et impact sur la sûreté

⁹ www.rte-france.com

ANNEXE

Principaux couples [aléas , conséquences max acceptées] de la règle d'exploitation dite N-k

Événements à prendre en compte	Coupure acceptable	Délestage clients ⁽⁴⁾	Profondeur maximale de coupure ou de délestage
Perte d'un groupe	NON	NON	0
Perte d'une ligne 400 kV ou d'un AT 400/225 kV	NON	NON	0
Perte d'une ligne de niveau de tension 225 à 45 kV	NON ⁽¹⁾ / OUI	OUI	100 MW
Perte d'un transformateur à primaire 400 ou 225 kV alimentant un réseau 225 à 45 kV	NON ⁽¹⁾ / OUI	OUI	100 MW
Perte d'un tronçon de barres	OUI	OUI	600 MW en 400 et 225 kV 200 MW de 150 à 45 kV
Perte simultanée de 2 groupes 400 ou 225 kV due à un mode commun	NON	OUI	600 MW (délestage)
Perte simultanée de 2 groupes 400 ou 225 kV avec $\Delta t < 8$ h ⁽²⁾	OUI	OUI	600 MW
Perte simultanée de 2 groupes 400 ou 225 kV avec $\Delta t > 8$ h ⁽²⁾	NON	NON	0
Perte d'une ligne double 400 kV ⁽³⁾	NON	OUI	1 500 MW (délestage)

(1) Coupure inacceptable à structure garantie et à réseau complet

(2) Δt = délai séparant les déclenchements successifs des 2 groupes

(3) lignes doubles sélectionnées du fait que la probabilité de perte simultanée est « plus importante » (par exemple à certaines périodes de l'année correspondant aux périodes avec orages) ou pouvant conduire à un incident de grande ampleur

(4) pas de coupure de consommation prioritaire