Le réseau de transport d'électricité

Référentiel Technique
Chapitre 3 – Performances du RPT
Article 3.4 – Sûreté du système électrique – Maîtrise des incidents –

Document valide pour la période à ce jour 15 pages

1. RAPPEL DES EXIGENCES LEGISLATIVES ET REGLEMENTAIRES

- Arrêté du 5 juillet 1990 fixant les consignes générales de délestage sur les réseaux électriques.
- Arrêté du 4 janvier 2005 modifiant l'arrêté du 5 juillet 1990 fixant les consignes générales de délestage sur les réseaux électriques.
- ~~4. Extraits du~~ Décret n°2006-1731 du 23 décembre 2006 approuvant le cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité.
- RÈGLEMENT (UE) 2017/2196 DE LA COMMISSION du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique
- DÉLIBÉRATION N°2019-164 - Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 juin 2019 portant approbation des propositions de RTE pour la mise en œuvre du règlement (UE) 2017/2196 en France
- Article 15-II de 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.
- ~~Articles 7, 10, 13 et 15 du décret 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 d'électricité.~~
- Règlement n°2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité.
- Règlement n° 2016/1447 de la Commission du 26 août 2016 établissant un code de réseau relatif aux exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes en courant continu à haute tension et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu.
- Règlement n°2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation.
- Arrêté du XXX relatif aux exigences techniques applicables aux raccordements aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité

2. PERFORMANCES DU RPT

~~***Avertissement :** les dispositions prises par RTE pour maîtriser la sûreté du système électrique sont détaillées dans le **MEMENTO DE LA SURETE DU SYSTEME ELECTRIQUE** disponible sur le site internet de RTE[1]. Dans le texte qui suit ne figurent que les principes généraux correspondants.~~

[1] ~~http://clients.rte-france.com/htm/fr/mediatheque/telecharge/memento_surete_2004/memento_surete_2004_complet_.pdf~~

2.1. La sûreté de fonctionnement du système électrique

La maîtrise de la sûreté du système électrique se définit comme l'aptitude à :

- assurer le fonctionnement normal du Système ;
- limiter le nombre d'~~es~~ incidents et éviter les grands incidents ;
- limiter les conséquences des grands incidents lorsqu'ils se produisent.

Le système électrique est considéré en situation normale d'exploitation lorsque sont respectées :

- les plages normales définies pour les grandeurs électriques caractéristiques du fonctionnement du Système : tension, fréquence, intensité dans les ouvrages de transport, puissance de court-circuit,
- l'ensemble des règles qui définissent les critères de sûreté à appliquer et les marges à prendre dans le contexte concerné (exploitation du Système, développement du réseau, bilan prévisionnel production-consommation) : règles relatives aux risques de pertes d'ouvrages (règle dite du "N -k"), au réglage de la tension, au réglage de la fréquence et des échanges, à la stabilité…

Ces critères correspondent à l'état système Normal, tel que défini dans l'article 18 du règlement européen 2017/1485 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité (« System Operation GuideLines », plus couramment SOGL).

A contrario, le Système est considéré en situation exceptionnelle d'exploitation dès lors qu'il s'écarte du fonctionnement normal et que sa sûreté est mise en cause ou risque de l'être avec une probabilité jugée trop forte. Cela correspond aux états SOGL Alerte, Urgence, Panne généralisée et Reconstitution, qui sont définis également dans l'article 18.

2.2. La défense en profondeur du système électrique

La sûreté du Système repose sur la mise en œuvre de dispositions de natures diverses adaptées à la dynamique des principaux phénomènes de dégradation susceptibles d'affecter son bon fonctionnement. Ces phénomènes, qui peuvent ou non être simultanés, sont :

- les déclenchements en cascade des ouvrages de transport,
- les écroulements de tension,
- les écroulements de fréquence,
- les ruptures de synchronisme des unités de production.

Les dispositions prises par RTE en situation normale d'exploitation et en situation exceptionnelle visent à éviter l'émergence de ces phénomènes et à en maîtriser l'évolution lorsqu'ils se produisent.

3. ENJEUX POUR LE SYSTEME ELECTRIQUE ET LES UTILISATEURS

Dans le nouveau contexte institutionnel, marqué par l'émergence de nombreux acteurs nouveaux, de nouvelles formes de marché et de nouveaux mécanismes, la mission de RTE consiste à assurer la maîtrise de la sûreté de fonctionnement du système électrique, telle que définie dans le cahier des charges du Réseau Public de Transport.

Le système électrique est un ensemble complexe et très maillé, constitué de multiples composants en interaction permanente. L'histoire montre que les grands incidents survenus dans le monde impliquent le plus souvent les gestionnaires de réseau de transport, mais aussi les autres acteurs (producteurs, distributeurs et consommateurs, voire partenaires étrangers). La sûreté du Système est un bien commun : l'occurrence d'un incident généralisé sur tout ou partie du réseau interconnecté nuit à l'intérêt de toutes les parties et la contribution de chacune d'elles à la sûreté est donc essentielle.

Dans cette perspective, RTE contractualise avec tous les utilisateurs du réseau leurs performances vis-à-vis de la sûreté et contrôle celles-ci.

Les exigences et règles mises en œuvre par RTE et les acteurs du réseau sont conformes aux règlements européens applicables.

4. MOYENS MIS EN ŒUVRE POUR ATTEINDRE LES PERFORMANCES

4.1. La maîtrise de la sûreté du Système en régime de fonctionnement normal

Pour maîtriser la sûreté du Système en régime normal, RTE doit s'assurer, aux différentes échelles de temps, que :

- le Système peut supporter les pertes de certains ouvrages consécutives à des défaillances et/ou à des aléas jugés probables et pris en compte dans le dimensionnement du Système ;
- les plages de fonctionnement normal du système sont respectées ;
- les limites de stabilité du système électrique ne risquent pas d'être dépassées.

Pour être en mesure de vérifier qu'à tout instant ces règles d'exploitation sont respectées, RTE doit disposer de toutes les informations qui lui sont nécessaires pour caractériser l'état du Système aux différentes échelles de temps et maîtriser son évolution (réserves de puissance active et réactive, niveaux de tension, valeurs des transits, marge de stabilité, …). Plus particulièrement, RTE doit :

- connaître les performances des installations des utilisateurs, précisées dans les conventions de raccordement et d'exploitation,
- être informé par les utilisateurs des modifications temporaires de ces performances, dès qu'elles sont connues.

La liste de ces informations et la liste des informations transmises aux utilisateurs du réseau par RTE sont précisées dans l'article 4.7.

Les opérateurs de conduite de RTE fondent leur action sur l'analyse de l'évolution des grandeurs caractéristiques du fonctionnement du système (tension, fréquence, transit, …) ainsi que sur un certain nombre d'informations complémentaires (position des appareils de coupure, performances des installations…). A cette fin, les utilisateurs du réseau doivent tenir en permanence, à disposition de RTE, l'ensemble des informations dont ils ont la charge et l'avertir de toute indisponibilité de ces informations ou de toute modification des performances de leurs installations.

RTE garde trace de toutes les informations reçues et diffusées, relatives à la conduite du système ainsi que de toutes les décisions prises à moyen terme, court terme et temps réel. Ces informations sont confidentielles. Elles sont accessibles aux utilisateurs du réseau pour la partie qui les concerne et à la CRE pour l'ensemble. Elles sont archivées pour une durée de 3 ans par RTE.

4.2. La maîtrise de la sûreté du Système en régime de fonctionnement exceptionnel

Malgré toutes les précautions prises au stade de la préparation et en temps réel, une conjonction défavorable d'événements peut toujours conduire à des incidents graves, voire à des effondrements de tout ou partie du réseau. Ceci implique que RTE dispose de procédures préétablies pour gérer les situations exceptionnelles et, en particulier, qu'il soit en mesure de faire appel à des moyens appropriés pour prévenir et/ou contrecarrer les événements les plus graves.

Ces procédures s'appliquent quand la sûreté de fonctionnement du système électrique est mise en cause ou risque de l'être avec une probabilité jugée trop forte (risque avéré ou potentiel de déclenchements en cascade d'ouvrages, d'effondrements par pertes de synchronisme, ou d'instabilités en tension ou en fréquence du système électrique).

Les analyses des grands incidents mettent généralement en évidence qu'ils relèvent d'aléas et de défaillances multiples qui impliquent différents utilisateurs du réseau ; c'est pourquoi ces procédures s'appliquent sans distinction à tous les acteurs raccordés au RPT.

La mise en œuvre de ces procédures respecte les différents cadres réglementaires en vigueur.

4.2.1. Plan de sauvegarde

4.2.1.1. Principes généraux

Le plan de sauvegarde regroupe l'ensemble des actions **manuelles**[2] mises en œuvre par les centres de conduite de RTE (dispatchings national et régionaux), destinées à alerter les acteurs du RPT et/ou à leur ordonner d'agir immédiatement sur leurs installations. Pour la plupart, ces actions font l'objet d'ordres de sauvegarde émis par les centres de conduite de RTE vers les acteurs du RPT ; quelques-unes (télédélestage, par exemple) peuvent être réalisées directement par les dispatchings.

L'activation du plan de sauvegarde est rare et, quand elle est nécessaire, elle correspond souvent à une situation complexe et évolutive du Système : ceci impose d'avoir formalisé à l'avance les éléments nécessaires au succès du plan, notamment le libellé des ordres de sauvegarde et le comportement prédéfini qu'il faut avoir à leur réception.

La conduite à tenir sur réception d'un ordre de sauvegarde est contractualisée dans la convention d'exploitation négociée entre RTE et chaque acteur, compte tenu des besoins du premier et des possibilités de l'installation du second, telles qu'elles sont consignées dans la convention de raccordement.

L'exécution des ordres de sauvegarde peut avoir pour conséquence de solliciter les performances de régime exceptionnel des unités de production et de réduire momentanément la qualité de fourniture des consommateurs, voire d'en mettre certains hors tension.

RTE peut également faire appel aux "Offres Exceptionnelles au Mécanisme d'Ajustement" qui lui ont été proposés par les acteurs d'ajustement.

En situation exceptionnelle, les règles qui sont en application en situation normale peuvent être suspendues et/ou complétées par l'émission d'ordres de sauvegarde par RTE, en particulier celles visant à rechercher ~~un optimum économique~~une neutralité financière de RTE ~~pour RTE et/ou les utilisateurs du RPT~~et une rémunération sans perte pour les acteurs participants à la reconstitution~~une rémunération sans perte pour les utilisateurs du RPT~~.

4.2.1.2. Mise en œuvre

Les dispatchings de RTE mettent en œuvre les actions de sauvegarde lorsque l'état du système électrique sort des limites du régime normal de fonctionnement.

L'appréciation, en temps réel, du caractère *normal* ou *exceptionnel* de la situation d'exploitation du système électrique est de la responsabilité de RTE qui s'appuie à la fois sur :

[2] non réalisées par des automates

- la surveillance de l'état du système électrique à travers la réception et le traitement de plusieurs milliers de télé informations[3] (courants, tensions, alarmes liées à des franchissements de seuils acceptables par des matériels du réseau, déclenchements d'ouvrages du réseau, d'unités de production, …),
- la surveillance du franchissement éventuel de seuils (tensions en certains postes, transits de puissance sur certains axes, …) définis par des études prévisionnelles comme représentatifs de l'atteinte d'une situation à risque,
- la réalisation, cyclique ou sur initiative des opérateurs, d'analyses de sûreté, sur des données temps réel, permettant de détecter le non-respect des règles de sûreté et la gravité des conséquences associées

Les ordres de sauvegarde sont adressés de façon ciblée, d'une part aux Unités de RTE, d'autre part aux utilisateurs du RPT, dont l'action est nécessaire pour parer la situation rencontrée. La réception d'un ordre de sauvegarde implique de la part du destinataire l'engagement immédiat des actions prévues relativement à cet ordre, dans la mesure où celles-ci ne contreviennent pas aux obligations de sécurité vis-à-vis des personnes et des biens.

Un utilisateur peut recevoir, selon la situation, un ou plusieurs des ordres de sauvegarde suivants (liste non exhaustive et susceptible d'évoluer suite au retour d'expérience mené régulièrement sur les grands incidents affectant les systèmes électriques en France et à l'étranger) :

- Alerte situation critique (« Ordre S »),
- Alerte à la tension,
- Passage rapide à Pcmax,
- Surcharge active,
- Surcharge réactive,
- Baisse ou montée d'urgence en actif,
- Blocage des régleurs en charge des transformateurs HTB / HTA,
- Baisse de 5 % de la consigne de tension HTA,
- Délestage ou relestage rapide 1er et 2ème échelon,
- Télédélestage de secours…

Pour transmettre les ordres de sauvegarde, les centres de conduite de RTE utilisent prioritairement, lorsqu'il est disponible, le système de transmission des ordres de sauvegarde vers les acteurs raccordés à ce système (cf. chapitre 4.7). Les destinataires acquittent la réception des ordres et exécutent ceux-ci, sans en attendre la confirmation par un contre-appel, selon les modalités prédéfinies ; s'ils sont dans l'impossibilité d'appliquer les ordres reçus, ils informent immédiatement l'émetteur.

[3] ces informations sont mémorisées automatiquement, ce qui permet a posteriori de retrouver et d'analyser si besoin une situation particulière

En cas d'indisponibilité du système de transmission ou pour les utilisateurs du RPT qui n'y sont pas raccordés, les dispatchings utilisent les moyens téléphoniques. Le message téléphonique fait alors l'objet d'une communication répétée et enregistrée.

Les ordres utilisables (libellés et comportements attendus, moyens de transmission utilisés normalement ou en secours sont décrits dans les « Règles Générales d'Exploitation concernant l'exécution des ordres de sauvegarde du Système Electrique transmis par les Dispatchings de RTE aux opérateurs de conduite ».

Dans le cas où des délestages ont été effectués et que le déséquilibre production/consommation se prolonge au-delà de 2 heures, RTE met en œuvre, en collaboration avec les distributeurs, des délestages tournants selon le plan de délestage en vigueur de manière à répartir la gêne entre les utilisateurs du réseau.

4.2.2. Plan de défense

4.2.2.1. Principes généraux

Le plan de défense regroupe l'ensemble des actions **automatiques** mises en œuvre pour lutter contre les processus d'effondrement grave, à déroulement très rapide, susceptibles de survenir sur le système électrique.

Le plan de défense constitue la barrière ultime opposée aux incidents majeurs, pour en limiter l'occurrence et l'ampleur. Il intervient quand les actions et mesures prises plus en amont (actions "normales" des opérateurs, et/ou activation du plan de sauvegarde) se trouvent mises en échec.

Il vise à limiter les conséquences d'un incident affectant le réseau en France en circonscrivant la zone initialement affectée par une perte de synchronisme[4] et en la séparant du reste du réseau pour éviter sa propagation. Il vise également à maîtriser l'écroulement en fréquence de l'ensemble du réseau (dans le cas d'une rupture massive de l'équilibre production consommation) ou de sous réseaux créés au cours de l'incident, tout en préservant autant que possible l'alimentation des consommations les plus prioritaires.

4.2.2.2. Mise en œuvre

On inclut dans le "Plan de Défense", "toutes les actions curatives, ultimes et automatiques, destinées à contrer les phénomènes dont la rapidité d'apparition et d'évolution exclut toute possibilité d'intervention humaine".
Ces actions sont de 4 types :

1. Délestage automatique de consommation sur baisse de fréquence,

Le délestage automatique de consommation sur baisse de fréquence se met en œuvre dès que le déséquilibre production consommation entraîne une chute de fréquence en dessous de 49 Hz.

[4] Dans les grands incidents, l'apparition de pertes de synchronisme marque généralement l'atteinte d'une étape ultime dans la désagrégation du système électrique si elle n'est pas contenue.

Il a pour but de tenter de rétablir cet équilibre production-consommation en faisant brusquement diminuer la charge, par ouverture automatique des départs HTA et constitue la parade ultime pour enrayer le phénomène "d'écroulement de fréquence".
Il correspond aux dispositions de l'article 15 du règlement européen 2017/2196 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique, plus communément appelé code E&R (Emergency and Restoration).
En particulier, l'exigence de l'article 15.2 est notamment remplie en France par l'arrêt automatique des pompes à 49.2 Hz (voir plus loin, pour plus de détails) et les exigences à venir pour les unités de stockage.

2. Séparation automatique des zones du réseau ayant perdues le synchronisme,

Cette action est destinée à séparer la ou les zones électriques sur laquelle (lesquelles) les unités de production ont perdu le synchronisme. Elle s'accompagne en général de délestage automatique sur les zones se retrouvant en déficit de production suite à la séparation. Elle est la parade ultime pour éviter l'extension de la perte de synchronisme à l'ensemble des unités de production du réseau général, en séparant le réseau "sain" du réseau hors synchronisme. Le réseau français est découpé en plusieurs zones "dynamiquement homogènes". Cette action rentre dans le cadre des dispositions prévues aux articles 19 et 20 du code E&R.

3. Ilotage automatique des unités de production thermiques nucléaires et à flamme,

Cette action est destinée à protéger les unités de production qui seraient restées raccordées à une zone instable, en entraînant leur fonctionnement autonome sur leurs auxiliaires, de façon à pouvoir les faire redémarrer plus rapidement lors de la reprise de service. Elle est primordiale pour assurer une mise en œuvre efficace du "Plan de Reconstitution du Réseau". Cette action rentre dans le cadre des dispositions de l'article 18 du code E&R.

4. Blocage automatique des régleurs en charge des transformateurs HTB/HTB et HTB/HTA sur baisse de tension.

Cette action vise à maîtriser l'évolution du plan de tension suite à un incident, et notamment à enrayer les phénomènes "d'écroulement de tension". Cette action correspond aux dispositions de l'article 17 du code E&R.

4.3. Gestion des réseaux séparés - Reconstitution du réseau

A la suite d'un incident de grande ampleur et, le cas échéant, de l'action de tout ou partie du plan de défense, certaines zones du réseau peuvent se trouver en réseau séparé ou hors tension. Les actions à engager alors sont décrites dans les articles 4.4- « Réseaux séparés » et 4.5- « Reconstitution du réseau / Renvoi de tension ».

4.4. Information a posteriori

RTE diffuse a posteriori, sous 24 h après chaque entrée en situation exceptionnelle, une information sur les circonstances ayant conduit à cette décision, la durée de la situation exceptionnelle et les actions lancées.

5. CONTRIBUTION DES UTILISATEURS AUX PERFORMANCES

La bonne exécution des ordres de sauvegarde (conformité des actions, respect des délais…) par les utilisateurs du réseau concernés est primordiale pour la sûreté du Système. Elle constitue une priorité absolue par rapport à leurs intérêts propres.

Les adaptations matérielles et les dispositions organisationnelles nécessaires à l'exécution des procédures applicables en situation exceptionnelle doivent être opérationnelles dès le raccordement. Elles sont précisées dans la convention de raccordement (pour les adaptations matérielles) et dans la convention d'exploitation (pour les dispositions organisationnelles).

5.1. Fonctionnement en régime exceptionnel et soutien du réseau

La réglementation en vigueur stipule que toutes les installations raccordées au RPT doivent pouvoir accepter, pour des périodes limitées, des situations exceptionnelles de fréquence et de tension (cf. article 3.1).

Par ailleurs, dans de telles situations, elles doivent contribuer au soutien du réseau dans la mesure de leur capacité et, en tout état de cause, ne pas concourir à l'aggravation de l'état du Système.

5.1.1. Contribution des unités de production

Les exigences applicables aux unités de production nouvelles ou modifiées de façon substantielle sont précisées dans la DTR à l'article 5.1.1 Exigences de conception et de fonctionnement pour le raccordement au RPT d'une unité de production.

Ces exigences prévoient que, en fonction de leur type, de leur puissance et de leur tension de raccordement, les unités de production doivent être conçues pour pouvoir contribuer, pour des durées limitées, au soutien du système électrique lorsqu'il est en régime exceptionnel.

Elles concernent notamment :

- le fonctionnement dans les plages de tension et de fréquence exceptionnelles (paragraphe 4.1 Plages de fonctionnement en fréquence et en tension).
  La déclinaison des caractéristiques correspondantes (lois effectives de réduction des capacités de production de puissance active et/ou réactive selon les valeurs

exceptionnelles de tension et fréquence) est faite dans la convention de raccordement de l'installation ou d'exploitation conduite.

- la stabilité transitoire (paragraphe 4.6.4 Contribution à la stabilité transitoire du réseau) : capacité constructive à supporter sans dommage, avant de se séparer du réseau, quatre tours d'angle interne et/ou vingt inversions de puissance, en cas de rupture de synchronisme.

Concernant les unités de production modifiées de façon substantielle, des précisions sont apportées dans la DTR à l'article 5.2 – Modification d'une installation.

Par ailleurs, les unités de production peuvent avoir constructivement des performances spécifiques, non exigibles dans le cadre de l'application des textes réglementaires, mais utilisables sans mettre en péril les matériels de ces installations pendant des durées limitées ou un nombre limité de fois : possibilité de fonctionnement au-delà du polygone tension réactif du domaine normal (notion de « surcharge réactive » par exemple) ou capacités dynamiques de modulation de la puissance active (« baisse rapide » de puissance, « prise d'un échelon de charge », …) qui peuvent se révéler intéressantes en situation d'incident pour garder la maîtrise d'une situation autrement compromise. Le recensement de ces performances et leur modalités d'utilisation exceptionnelle dans l'intérêt commun de maîtrise de la sûreté du système en régime exceptionnel (en général dans le cadre du plan de sauvegarde ou du plan de défense) est tracé au cas par cas, après concertation entre le producteur et RTE, dans la convention de raccordement.

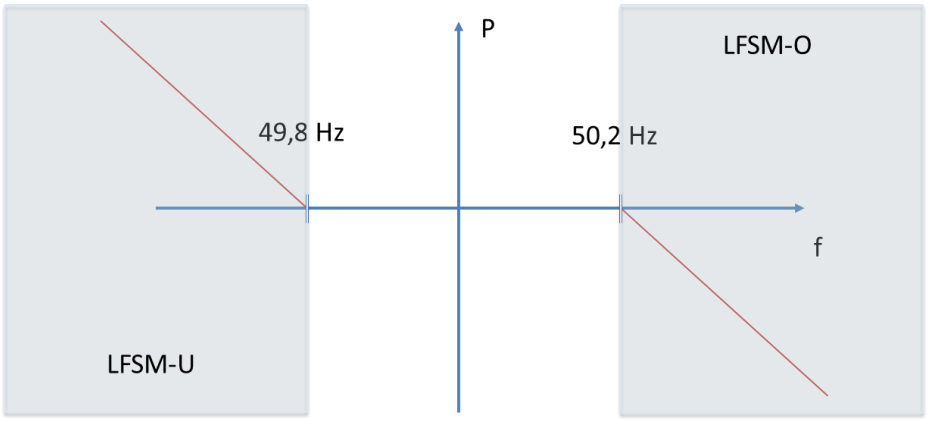
5.1.1.1. Contribution en fréquence

Les unités de production participent au réglage automatique de la sous-fréquence et de la sur-fréquence conçus par RTE, selon leurs capacités constructives. Ces dernières dépendant des exigences en vigueur au moment du raccordement au réseau de l'unité de production, par exemple les exigences définies dans ~~les articles 18 et 19 de l'arrêté RPT 2008, l'article 11 de l'arrêté RPD 2008 et~~ les articles 13 et 15 de RfG~~)~~.

Concrètement, ces exigences s'appliquent :

- Pour le réglage automatique de la sur-fréquence (Load Frequency System Mode – Overfrequency, appelé LFSM-O) : à toutes les unités de production raccordées au RPT et certaines raccordées au RPD (présentes et futures, suivant les modalités en vigueur au moment du raccordement)
- Pour le réglage automatique de la sous-fréquence (Load Frequency System Mode – Underfrequency, appelé LFSM-U) : aux unités de production de type C, D et aux parcs non synchrones de générateurs en mer, ainsi qu'aux installations existantes de plus de 40 MW participant au réglage de fréquence (suivant les modalités en vigueur au moment du raccordement).

Globalement, la conception des systèmes LFSM-O et –U peut être représentée par le schéma de fonctionnement suivant :



Les objectifs du LFSM-O et U correspondent à des mesures mises en œuvre en état d'urgence, c'est-à-dire hors de la plage normale ou alerte de fréquence. L'activation de ces réglages a pour objectif la sauvegarde du système dans des cas d'incidents extrêmement rares et hors dimensionnement.

- LFSM – U :

Pour ce qui concerne le LFSM-U, les unités de production disponibles au LFSM-U sont les unités n'ayant pas vendu toute leur énergie sur le marché (énergie ou réserve). Il n'y a pas de disponibilité, ni de réservation de capacité demandée par le GRT. Par ailleurs, lorsqu'elle est mobilisée, l'énergie injectée est comptabilisée et prise en compte dans le périmètre des acteurs.

- LFSM – O :

Pour ce qui concerne le LFSM-O, il s'agit d'une activation à la baisse des unités de production conduisant à ne pas produire de l'énergie déjà vendue sur les marchés. L'énergie non injectée au titre du LFSM-O n'a donc pas vocation à être rémunérée. Elle est également prise en compte dans le périmètre des acteurs.

L'idée est de mettre en œuvre tous les moyens disponibles, sur la base des dispositions constructives, pour endiguer une chute de fréquence et contribuer à soutenir le système électrique dans ces situations exceptionnelles.

5.1.2. Contribution des consommateurs

Les exigences applicables aux unités de consommation nouvelles ou modifiées de façon substantielle (définition à l'article DTR 5.2) sont précisées dans la DTR à l'article 5.1.2.

L'arrêté [XXX] prévoit également les dispositions suivantes pour les installations comportant à la fois de la consommation et de la production :

- Les exigences règlementaires applicables aux unités de production sont applicables aux unités de production raccordées sur une installation de consommation (article 127).
- L'article 129 fournit les prescriptions pour les installations mixtes production-consommation comportant des charges sensibles. RTE et l'utilisateur doivent convenir au préalable des situations exceptionnelles suite auxquelles des unités de production internes

sont susceptibles de s'îloter, sur tout ou partie des charges de l'installation, afin d'en sauvegarder l'alimentation électrique de façon préventive ou suite à une baisse excessive de la fréquence ou de la tension du réseau public. L'utilisateur doit prendre les dispositions nécessaires pour que son installation continue dans ces situations à soutenir le réseau de transport en préservant la puissance injectée vers le réseau et en assurant, a minima à hauteur de cette puissance, une contribution au réglage primaire et secondaire de la fréquence. Il ne doit pas non plus augmenter la puissance soutirée au réseau public.

5.1.3. Contribution des distributeurs

Les exigences applicables aux postes sources nouveaux ou modifiés de façon substantielle (définition à l'article DTR 5.2) sont précisées dans la DTR à l'article 5.1.2.

Il est important que la stratégie de conduite du distributeur résulte d'une concertation menée avec RTE dès la phase de raccordement du poste source afin que les équipements nécessaires soient prévus au stade de la conception. En tout état de cause, les actions prévues par le distributeur pour gérer les conséquences d'un régime exceptionnel du RPT sur son réseau, doivent être coordonnées avec celles de RTE et ne doivent pas aller à l'encontre des actions engagées sur le RPT pour mettre fin au régime exceptionnel.

Les articles 142 et 143 de l'arrêté du XX relatif au raccordement des réseaux publics de distribution au réseau public de transport décrivent la contribution attendue de la part des distributeurs lors des situations exceptionnelles. En particulier :

- Lors des régimes exceptionnels de tension ou lors de l'apparition de surcharges, le distributeur doit appliquer les ordres transmis par RTE en vue de maîtriser le plan de tension et/ou les transits et éviter les reports de charge entre postes sources sans accord de RTE. Les ordres peuvent concerner un ou plusieurs des points suivants :
  - blocage des régleurs des transformateurs HTB / HTA,
  - baisse des tensions de consignes des régleurs en charge des transformateurs HTB/HTA,
  - enclenchement forcé des gradins de condensateurs, délestages éventuels…

- Lors des régimes exceptionnels de fréquence basse, le distributeur doit appliquer les ordres transmis par RTE en vue d'adapter la charge : délestages et sollicitation de productions raccordées en HTA.

5.2. Plans de sauvegarde et de défense

5.2.1. Contribution des ~~producteurs~~unités de production

Les exigences applicables aux unités de production nouvelles ou modifiées de façon substantielle sont précisées dans la DTR à l'article 5.1.1 Exigences de conception et de fonctionnement pour le raccordement au RPT d'une unité de production, au paragraphe 4.7 Reconstitution du réseau et 4.10 Echanges d'information. Elles sont dépendantes de leur type, de leur puissance et de leur tension de raccordement.

Concernant les unités de production modifiées de façon substantielle, des précisions sont apportées dans la DTR à l'article 5.2 – Modification d'une installation.

5.2.2. Contribution des consommateurs

Les exigences applicables aux installations de consommation nouvelles ou modifiées de façon substantielle (définition à l'article DTR 5.2) sont précisées dans la DTR à l'article 5.1.2.

5.2.3. Contribution des distributeurs

Conformément aux prescriptions de l'article 142 ~~du projet de l~~d'arrêté xxxxrelatif au raccordement des réseaux de distribution au réseau public de transport, les réseaux de distribution doivent être conçus et équipés pour participer au plan de sauvegarde et de défense du RPT.

Cette participation relève de plusieurs types d'actions, au niveau de l'organisation et de la conduite du RPD :

- l'installation au niveau du ou des centres de conduite du réseau public de distribution d'un système de transmission des ordres de sauvegarde permettant aux centres de conduite de RTE de leur communiquer d'une manière instantanée des messages d'alerte informant leurs équipes de conduite de l'occurrence d'une situation exceptionnelle, puis de son évolution, ainsi que des ordres (blocage des régleurs en charge ou baisse de la tension de consigne des régleurs en charge des transformateurs HTB/HTA, délestages), à exécuter immédiatement ;
- l'exécution immédiate des ordres de sauvegarde transmis par les dispatchings de RTE ;
- la mise en œuvre des dispositions permettant des délestages sélectifs soit sur ordre des dispatchings de RTE, voire sur action directe depuis ces dispatchings, soit de façon automatique sur critères de baisse de fréquence ou de tension ;
- répartition des charges en six échelons, en regroupant les charges prioritaires sur les échelons délestés en dernier pour permettre un délestage sélectif ;
- automates locaux de délestage sur baisse de fréquence et de tension ;
- télédélestage à partir des centres de conduite de RTE ;
- dispositifs de déconnexion automatique des charges en cas de manque de tension généralisé…

  Par ailleurs, le distributeur fournit annuellement à RTE les puissances correspondant à chaque échelon de délestage pour une heure de pointe d'hiver (enquête délestage réalisée un jour ouvrable du mois de janvier).
- le maintien des apports de puissance de la production installée sur les réseaux de distribution ;
- la contribution à la conduite d'éventuels réseaux séparés ;
- la contribution à la maîtrise de la reconstruction du réseau par un strict respect des volumes de charges demandés par RTE lors des phases de reprise suite à un incident généralisé et la non réalisation de reprises de consommation en autonome.

6. MAINTIEN DANS LE TEMPS DE L'EFFICACITE DES MOYENS DE SAUVEGARDE ET DE DEFENSE

Les entités responsables d'unités de production, les distributeurs et les consommateurs doivent s'assurer du maintien dans le temps de :

- l'aptitude de leurs installations à fonctionner dans les plages exceptionnelles de fréquence et de tension et à assurer le soutien du réseau lorsque celui-ci est en régime exceptionnel de fonctionnement ;
- l'état opérationnel des moyens de sauvegarde et de défense -matériels et organisationnels- dont elles sont responsables : conformité des performances, compétences des acteurs… Elles informent immédiatement RTE dès qu'elles ont connaissance d'une dégradation de cet état.

RTE effectue régulièrement des études prévisionnelles de sûreté testant l'efficacité des plans de sauvegarde et de défense. Le cas échéant, RTE fait les propositions d'amélioration qu'il juge nécessaire, les présente aux utilisateurs et concerte avec eux les modalités de mise en œuvre éventuelle.

L'ensemble des procédures de test des dispositifs du plan de défense est conforme aux exigences du code Emergency and Restoration.