Chapitre 2 - PLAN DE DÉFENSE DU RÉSEAU

Table des matières

1. Objectif du document 2
2. Périmètre de la concertation sur ce chapitre 2
3. Grands principes du plan de défense 2
4. Proposition de l'instance de concertation 4
4.1. Article 11 : Conception du plan de défense du réseau 4
4.2. Article 12 : Mise en œuvre du plan de défense du réseau 5
4.3. Article 13 : Activation du plan de défense du réseau 5
4.4. Article 14 : Assistance et coordination inter-GRT en état d'urgence 5
4.5. Article 15 : Système de réglage automatique de la sous-fréquence 5
4.6. Article 16 : Système de réglage automatique de la sur-fréquence 6
4.7. Article 17 : Système automatique contre l'écroulement de tension 8
4.8. Article 18 : Procédure de gestion des écarts de fréquence 8
4.9. Article 19 : Procédure de gestion du flux de puissance 8
4.10. Articles 20 : Procédure de gestion des écarts de tension 8
4.11. Article 21 : Procédure d'assistance en puissance active 9
4.12. Article 22 : Procédure de déconnexion manuelle de la charge 9

1. Objectif du document

Le code Emergency & Restoration traite des situations d'urgence et donc du plan de défense. S'il n'introduit pas de nouveaux dispositifs, le code fait évoluer fortement le plan de délestage fréquence-métrique français, en modifiant en particulier :

- le nombre de seuils de délestage (passage de 4 à 6)
- la plage de fréquence sur laquelle le délestage se fait (49Hz-48Hz contre 49Hz-47.5Hz précédemment)
- Le volume de puissance à délester ainsi que son mode de calcul

De façon plus marginale le code introduit de nouvelles notions (notamment l'assistance inter-TSOs).

Ce document a pour vocation à présenter les propositions faites pendant la phase de concertation ainsi que les échanges durant les réunions et les réponses apportées.

2. Périmètre de la concertation sur ce chapitre

Comme indiqué précédemment, l'élément le plus dimensionnant du code dans ce chapitre concerne l'évolution du plan de délestage fréquence-métrique, à mettre en œuvre pour décembre 2022. Les propositions de Rte et de l'ADEeF sur ce point ont été portées en concertation à titre d'information mais sont également mises en œuvre directement avec les acteurs concernés (les Gestionnaires de Réseau de Distribution).

Par ailleurs, de nombreuses questions ont été soulevées par les acteurs sur les dispositions concernant le LFSM[1]. Les réponses apportées sont présentées dans ce document également.

Par ailleurs, conformément aux souhaits des autorités compétentes et en rapport avec les échéances prévues par le code, l'enjeu de la concertation et donc des propositions présentées ci-dessous est une première mise en œuvre des exigences du code, dans le cadre des dispositifs actuels quand cela est possible.

Le code prévoit de revoir ces dispositions tous les 5 ans.

3. Grands principes du plan de défense

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,
2. Séparation automatique des zones du réseau ayant perdues le synchronisme,
3. Ilotage automatique des groupes thermiques nucléaires et à flamme,
4. Blocage automatique des régleurs en charge des transformateurs HTB/HTB et HTB/HTA sur baisse de tension.

[1] LFSM : Limited Frequency Sensitivity Mode

La 1ère action se met en œuvre dès que le déséquilibre production consommation entraîne une chute de fréquence en dessous de 49 Hz. Elle a pour but de tenter de rétablir cet équilibre production-consommation en faisant brusquement diminuer la charge, par ouverture automatique des départs HTA. Elle est la parade ultime pour enrayer le phénomène "d'écroulement de fréquence". Elle correspond aux dispositions de l'article 15.

La 2ème action est destinée à séparer la ou les zones électriques sur laquelle (lesquelles) les groupes 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 groupes 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.

La 3ème action est destinée à protéger les groupes qui seraient restés raccordés 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.

La 4ème 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.

4. Proposition de l'instance de concertation

4.1. Article 11 : Conception du plan de défense du réseau

Mise en œuvre technique

L'article 11, paragraphes 1 et 2, demande à ce que le GRT conçoive le plan de défense du réseau en consultation avec les acteurs concernés et tienne compte des éléments listés au paragraphe 2, ce qui a été fait via la présentation des différents dispositifs dans l'instance de concertation.

Les dispositions requises par le paragraphe 3 (conditions d'activations, consignes et coordination temps réel) sont détaillées dans les différents dispositifs techniques précisés plus loin.

Le plan de défense du système électrique français, dont les principes sont présentés au début de ce document, répond aux exigences de l'article 11(4). En particulier :

Référence du code	Mise en œuvre
Une liste des mesures devant être mises en œuvre par le GRT sur ses installations	Ces mesures sont présentées en introduction et leur mise en œuvre technique est détaillée dans la suite du document
Une liste des mesures devant être mises en œuvre par les GRD et une liste des GRD responsables de la mise en œuvre desdites mesures sur leurs installations;	Les exigences qui s'appliquent aux GRDs, les mesures à mettre en œuvre dans le cadre du plan de défense sont détaillées dans le document « Modalités de délestage entre RTE et les Distributeurs ». A noter que ce document devra être mis à jour suite à la mise en conformité du plan de délestage fréquence-métrique à échéance décembre 2022.
Une liste des USR responsables de la mise en œuvre sur leurs installations des mesures résultant des exigences à caractère obligatoire énoncées dans le règlement (UE) 2016/631, le règlement (UE) 2016/1388 et le règlement (UE) 2016/1447 ou dans la législation nationale, et une liste des mesures devant être mises en œuvre par lesdits USR;	Les USRs concernés et les mesures devant être mises en œuvre sont précisés dans la mise en œuvre technique des articles proposée plus loin dans ce document (Articles 15 et 16)
Une liste des USR de haute priorité, et les modalités et conditions de leur déconnexion;	Les USR de haute priorité sont les centrales nucléaires raccordées au réseau de Rte. Les modalités de connexion et déconnexion sont couverts par des contrats avec les acteurs concernés et plus généralement par les dispositions de l'article 34 du cahier des charges de concession du RPT relatif à la réalimentation des installations de production nucléaire.
Les échéances de mise en œuvre de chacune des mesures listées dans le plan de défense du réseau.	Ces échéances sont celles prévues par le code (Conception pour fin 2018, mise en œuvre pour fin 2019 sauf pour le délestage fréquence-métrique fin 2022)

4.2. Article 12 : Mise en œuvre du plan de défense du réseau

Mise en œuvre technique

Les dispositions de l'article 12 sont couvertes par les différents éléments partagés en concertation, présents dans ce document et le cas échéant les exigences contractuelles pour les acteurs concernés.

Ces différents éléments respectent les échéances prévues à l'article 12.

L'article 12 n'a pas donné lieu à des propositions dans l'instance de concertation (cf. CR du GT Plénier du 20/12/2017)

4.3. Article 13 : Activation du plan de défense du réseau

Mise en œuvre technique

Les dispositions de l'article 13 sont couvertes par les différents éléments partagés en concertation, présents dans ce document et le cas échéant les exigences contractuelles pour les acteurs concernés.

L'article 13 n'a pas donné lieu à des propositions dans l'instance de concertation. (cf. CR du GT Plénier du 20/12/2017)

4.4. Article 14 : Assistance et coordination inter-GRT en état d'urgence

Mise en œuvre technique

Les dispositions de l'article 14 sont couvertes par les différents accords entre GRTs pour permettre l'assistance et la coordination entre GRTs.

L'article 14 n'a pas donné lieu à des propositions dans l'instance de concertation.

4.5. Article 15 : Système de réglage automatique de la sous-fréquence

Mise en œuvre technique

En France, la fonction de délestage fréquence-métrique s'appuie sur des automates présents dans chaque poste source. Les départs HTA d'un échelon sont affectés à un seuil de délestage ; sur franchissement de seuil de fréquence, l'automate ouvre les départs HTA associés au seuil franchi. Le plan de délestage est construit de telle sorte que les usagers prioritaires (listes établies par les Préfectures) se trouvent sur des départs non délestables.

L'instance de concertation a indiqué que le système de délestage fréquence-métrique actuellement mis en œuvre en France n'est pas conforme aux nouvelles exigences du code de réseau E&R qui s'appliqueront à partir de décembre 2022 (cf. CR du GT Plénier du 20/12/2017). Des divergences entre le plan de délestage actuel et les préconisations du code E&R existent, en particulier sur le nombre de seuils de délestage et les niveaux de puissance à délester par seuil.

L'annexe 1 du code « Emergency & Restoration » décrit les critères techniques auxquels devra se conformer la fonction de délestage fréquence-métrique. Afin de minimiser les coûts de mise en œuvre en France, l'objectif recherché par les Gestionnaires de réseau est de faire évoluer la solution existante sans changer les matériels tels les contrôle-commande des postes sources actuels. Ainsi, une solution dite de « quinconçage » sera mise en œuvre par les Gestionnaires de réseau de distribution. Le

déploiement de cette solution nécessitera de re-paramétrer tous les systèmes de contrôle-commande de tous les postes sources en France. Comme indiqué lors du GT du 30/03/2018, la future fonction de délestage fréquence-métrique comportera, au niveau national, 6 seuils de délestage entre 49Hz et 48Hz.

Le code « Emergency & Restoration » définit les niveaux de puissance à délester selon un critère de charge nette à délester en pourcentage de la charge nationale. Les niveaux de délestage seront donc retranscris en France selon des niveaux d'injection au niveau des têtes de départs HTA. Ce travail devra être mené conjointement entre RTE et chaque GRD impacté, RTE définissant les niveaux de délestage attendus pour les périmètres de chaque GRD, ces derniers ayant ensuite la responsabilité de répartir les départs HTA sur chaque échelon.

Propositions de l'instance de concertation sur le système de délestage fréquence-métrique :

Acteurs

Le GT du 30/03/2018 a indiqué que les acteurs impactés pour la mise œuvre de cette exigence du code E&R étaient les GRD de rang 1 qui participent déjà actuellement au plan de délestage fréquence-métrique.

RTE a indiqué qu'aucune contribution ne serait demandée aux clients consommateurs raccordés au réseau HTB.

Date de mise en œuvre

L'article 55 du code « Emergency & Restoration » indique que l'exigence sur le délestage fréquence-métrique s'appliquera à partir du 18/12/2022

Autres propositions de l'instance de concertation

Le traitement des usagers prioritaires d'une part et de la production raccordée en départ direct HTA d'autre part sera identique à ce qui est fait dans la constitution actuelle du plan de délestage fréquence-métrique.

- Il n'est pas prévu d'inclure un paramètre de gradient de fréquence dans le système de délestage fréquence-métrique (cf. Art 15.8 et 15.9)
- Il n'est pas prévu d'intégrer des pas supplémentaires de déconnexion en dessous de 48Hz (Art 15.10)

Propositions de l'instance de concertation sur les unités de stockage dans l'article 15

Il a été rappelé lors du GT du 27/06/2018 qu'il n'y a aujourd'hui aucune exigence européenne sur la définition d'une unité de stockage ni sur les dispositions constructives associées pour leur raccordement au réseau. Il est donc proposé par le GT plénier que le sujet du stockage ne soit pas traité dans le cadre de la première mise en œuvre du code E&R.

4.6. Article 16 : Système de réglage automatique de la sur-fréquence

Mise en œuvre technique

Les systèmes de réglage automatique de la sous-fréquence et de la sur-fréquence conçus par Rte prennent en compte les capacités constructives des groupes.

Ces capacités répondent aux 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, qui sont demandées pour le raccordement aux réseaux.

Ces exigences s'appliquent :

- LFSM-O : à tous les groupes raccordés au RPT et certains raccordés au RPD (présents et futurs, suivant les modalités en vigueur au moment du raccordement)
- LFSM-U : aux groupes de types C, D (ou installations existantes de plus de 40 MW participant au réglage de fréquence) et groupes offshore

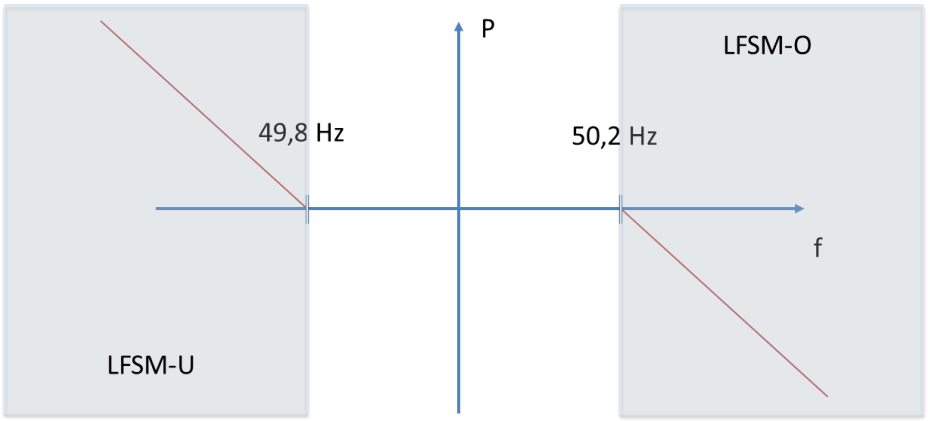
Rte et l'ADEeF ont clairement indiqué pendant la concertation que la mise en œuvre de ces exigences ne constituait pas la fourniture d'un service.

Propositions de l'instance de concertation sur les modes de réglages restreints pour la sous et la sur-fréquence (LFSM-O et U)

Acteurs

Cette proposition a été questionnée par les acteurs en faisant le lien avec le fonctionnement des services système fréquence. Un point spécifique sur le sujet a donc été organisé, où les éléments suivants ont été apportés (en synthèse, voir le CR du GT plénier du 27 Juin 2018) :

- Rappel sur les systèmes LFSM-O et -U



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. Il est dans l'intérêt de tous les acteurs du système de mettre en œuvre ces exigences.

- LFSM – U :

Pour ce qui concerne le LFSM-U, les groupes disponibles au LFSM-U sont les groupes n'ayant pas vendu toute leur énergie sur le marché (énergie ou réserve). Il n'y a pas de disponibilité imposée par le GRT. Ce qui est mis en œuvre c'est uniquement la capacité à régler du groupe. 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 groupes 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.

Date de mise en œuvre

Dans l'élaboration de son plan de défense, RTE prend en compte les volumes des installations avec LFSM-O et LFSM, qui seront mises en œuvre selon les échéances RfG.

4.7. Article 17 : Système automatique contre l'écroulement de tension

Mise en œuvre technique

Le plan de défense actuel comprend déjà des dispositions contre les écroulements de tension, entre autres :

- Les automates de blocage des régleurs des transformateurs HTB/HTA.
- Des automates de délestage contre les écroulements de tension

Le critère d'envoi de l'ordre, par le système de conduite du GRT est le suivant :

Si pendant T = 3 TM 10 s consécutives, on a : 0.4 Un < U < Seuil, sur une seule télémesure, l'ordre de Blocage Automatique des Régleurs est envoyé. Le temps entre l'instant de la chute de tension et l'arrivée de l'ordre au niveau du transformateur est d'1.30 minutes maximum.

Propositions de l'instance de concertation sur l'article 17 :

L'instance de concertation du 20/12/2017 a indiqué que les systèmes automatiques actuellement mis en œuvre en France sont conformes aux exigences du code.

4.8. Article 18 : Procédure de gestion des écarts de fréquence

Mise en œuvre technique

Les dispositions demandées par l'article 18 sont couvertes au niveau français par les dispositifs exposés précédemment et au niveau zone synchrone par les dispositions actuellement présentes dans la Policy 5 et qui seront reprises dans le « Synchronous Area Framework Agreement » (SAFA).

L'article 18 n'a pas donné lieu à des propositions dans l'instance de concertation.

4.9. Article 19 : Procédure de gestion du flux de puissance

Mise en œuvre technique

Les dispositions prévues par l'article 19 sont couvertes par le plan « DRS – Débouclage par Rupture de Synchronisme » dont les principes ont été rappelés en introduction.

L'article 19 n'a pas donné lieu à des propositions dans l'instance de concertation.

4.10. Articles 20 : Procédure de gestion des écarts de tension

Mise en œuvre technique

Les dispositions prévues par l'article 20 sont couvertes par le plan « DRS » dont les principes ont été rappelés en introduction.

L'article 20 n'a pas donné lieu à des propositions dans l'instance de concertation.

4.11. Article 21 : Procédure d'assistance en puissance active

Mise en œuvre technique

Les dispositions prévues par l'article 21 sont mises en œuvre en lien avec les dispositions de l'article 14 et dans le cadre des accords au niveau européen pour ce qui concerne les échanges d'énergie d'équilibrage.

L'article 21 n'a pas donné lieu à des propositions dans l'instance de concertation.

4.12. Article 22 : Procédure de déconnexion manuelle de la charge

Mise en œuvre technique :

Les exigences issues de l'article 22 sont couvertes :

- Par la déconnexion manuelle de la charge, Télé-délestage, délestage à la puissance via le SAS ou par téléphone, dans les situations d'urgence
- Les GRDs concernés sont ceux ayant signé le document « Modalités de délestage entre RTE et les Distributeurs »

L'article 22 n'a pas donné lieu à des propositions dans l'instance de concertation.