Le réseau de transport d’électricité

Évolution des règles relatives à la programmation, au mécanisme d’ajustement et au dispositif de responsable d’équilibre

Rapport d’accompagnement à la consultation du projet d’évolution des règles MA-RE

- Octobre 2021 -

1. Exposé des motifs 4
2. Révision de l'obligation de programmation pour les EDA injection RPD 7
2.1. Cadre réglementaire 7
2.2. Historique de la concertation et situation actuelle 7
2.3. Proposition de RTE 8
3. Passage à 48 guichets de programmation et d'offres 9
3.1. Contexte et cadre réglementaire 9
3.2. Situation actuelle 9
3.3. Proposition de RTE 9
3. Gestion des SSYf suite à une activation standard 11
3.4. Cadre réglementaire 11
3.5. Contexte 11
3.6. Situation actuelle 12
3.6.1. Principe général 12
3.6.2. Disposition transitoires 12
3.7. Historique de la concertation 12
3.8. Proposition de RTE 13
4. Révision du cadre dérogatoire des petites EDA 15
4.1. Contexte 15
4.2. Situation actuelle 15
4.3. Proposition de RTE 18
5. Abaissement du seuil des entités profilées 20
5.1. Contexte 20
5.2. Cadre réglementaire 20
5.2.1. Seuil de profilage pour la reconstitution des flux 20
5.2.2. Composition des EDA profilées 21
5.3. Situation actuelle 21
5.4. Proposition de RTE 22
6. Révision du processus d'équilibrage avec la plateforme TERRE et précisions relatives à la fenêtre opérationnelle 23
6.1. Contexte 23
6.2. Situation actuelle 23
6.3. Proposition de RTE 24
7. Prise en compte des flexibilités locales activées pour résoudre une contrainte sur le réseau 25
7.1. Contexte et cadre réglementaire 25
7.2. Proposition de RTE 26
7.2.1. Pour la correction des périmètres d'équilibre suite à l'activation d'une flexibilité locale . 26
7.2.2. Pour la mise en œuvre du versement fournisseur relatif à un effacement de consommation réalisé dans le cadre d'un service de flexibilité locale 27
7.2.3. Pour l'insensibilisation de la courbe de charge à la maille site 27
8. Symétrisation du critère de défaillance et homogénisation du calcul du volume défaillant 29
8.1. Contexte et situation actuelle 29
8.2. Proposition de RTE 29
9. Modification des indicateurs du Mécanisme d'ajustement 31
9.1. Changement de terminologie à l'article 4.10.1 31
9.1.1. Pour l'énergie d'équilibrage de la réserve de remplacement standard (i.e. RR standard) 31
9.1.2. Pour l'énergie d'équilibrage de la réserve de restauration de la fréquence avec activation automatique (aFRR) 31
9.2. Modification du calcul du déséquilibre global du système électrique français à l'article 4.10.1.3 32

9.2.1. Fin de la mise à jour des données déclaratives avec les données mesurées 32
9.2.2. Simplification de la formule 32
9.3. Simplification du calcul du Prix Moyen Pondéré (PMP) à l'article 4.10.1.4 33
9.4. Modification du calcul du Prix Marginal d'Equilibrage (PME) à l'article 4.10.1.5 33
10. Modalités de pilotage ex ante du solde du compte ajustements-écarts (CAE) 34
10.1. Contexte et cadre réglementaire 34
10.2. Situation actuelle et concertation 35
10.3. Proposition de RTE 37
11. Passage du pas de règlement des écarts à 15 minutes 41
11.1. Contexte 41
11.2. Cadre règlementaire 41
11.3. Proposition de RTE 41
12. Evolution des processus de reconstitution des flux suite au déploiement généralisé des compteurs communicants 47
12.1. Contexte 47
12.2. Situation actuelle 47
12.3. Proposition de RTE 48
13. Autres évolutions 52
13.1. Evolutions des définitions 52
13.1.1. Ajout, suppression et mise à jour de définitions 52
13.1.2. Réagencement des définitions 53
13.2. Ajout d'un article récapitulatif sur les dates de bascules 54
13.3. Evolutions relatives au calcul du volume réalisé 54
13.3.1. Suppression d'un envoi des courbes de charges à la maille agrégée pour les sites injection RPD et soutirage télérelevés 54
13.3.2. Précision sur le volume réalisé pour une EDA Point d'Echange 54
13.3.3. Suppression des critères d'erreur sur les dépassements extrêmes dans le cadre des homologations MA pour les méthodes par prévision et par historique 54
13.4. Clarification sur le calcul du critère de défaillance 55
13.5. Précision sur le traitement des GDP non constitutifs d'EDA dans le cas d'une Indisponibilité Non Programmée du Réseau Public de Transport 56
13.6. Abandon du dispositif d'annulation automatique de PEB 56
13.6.1. Contexte et cadre réglementaire 56
13.6.2. Retour d'expérience 56
13.6.3. Proposition de RTE 57
13.7. Rationalisation des annexes de rattachement RE 57
13.8. Nettoyage lié à la mise en œuvre de la RT au PRE pour la section 2 57
13.9. Passage de la prestation annexe « contrat d'achat des pertes » en service de base 58
13.10. Traitement des GRD raccordés exclusivement sur des GRD de rang 2 dans la reconstitution des flux 58
13.11. Evolutions de forme dans la section 2 58
14. Annexe 1 - Tableau récapitulatif des évolutions et des dates indicatives de mise en œuvre 59

1. EXPOSE DES MOTIFS

L'équilibrage constitue l'échéance ultime permettant d'assurer le maintien de la fréquence à un niveau nominal en respectant à chaque instant une égalité quasi parfaite entre la puissance injectée (production, imports depuis l'étranger) et la puissance soutirée (consommation, exports vers l'étranger) sur le réseau électrique. Dans un marché ouvert, au sein duquel une multitude d'acteurs de marché peuvent gérer de manière indépendante leur portefeuille d'actifs (producteurs, fournisseurs, négociants, etc.), c'est également la dernière échéance permettant d'assurer le respect des contraintes techniques liées au fonctionnement du système électrique, notamment celles liées à la gestion des flux et au respect des grandeurs physiques du réseau.

Cette mission incombe aux gestionnaires de réseau de transport d'électricité (GRT) en application du 3ème paquet « énergie ». En particulier, en France, le rôle de garant de l'équilibre du système électrique est confié à RTE par l'article L. 321-10 du Code de l'énergie qui dispose que « le gestionnaire du réseau public de transport assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau ainsi que la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau, en tenant compte des contraintes techniques pesant sur celui-ci ».

Pour ce faire, RTE définit en concertation avec les parties prenantes du secteur électrique et soumet à l'approbation de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) l'ensemble des modalités techniques et financières relatives à l'équilibrage, et notamment les règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement, au dispositif de responsable d'équilibre (ci-après « règles MA-RE »).

Ces règles ne sont pas des objets figés. Au contraire, elles doivent refléter et accompagner les transformations du système électrique et garantir que l'équilibrage puisse être réalisé au meilleur coût et en intégrant efficacement l'ensemble des acteurs du système électrique.

Par ailleurs, le contexte dans lequel s'insère le travail de rédaction des règles du marché de l'électricité a récemment évolué, au niveau français comme au niveau européen.

La construction du marché intérieur de l'électricité constitue une ambition politique forte de l'Union européenne. Dans ce contexte, les modalités actuelles régissant l'équilibrage du système électrique français évoluent dans le but de poursuivre le développement d'un marché européen de l'équilibrage et d'accompagner efficacement la transition énergétique.

Les grands axes de l'européanisation ont été définis en premier lieu par le règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (ci-après règlement *Electricity Balancing*), entré en vigueur le 18 décembre 2017. En parallèle de ce travail de déclinaison du 3ème paquet « énergie », la Commission européenne a engagé un important chantier législatif sur l'organisation des marchés de l'électricité. Très attendu par les parties prenantes du secteur, ce paquet « une énergie propre pour tous les Européens » est la traduction législative de l'Union de l'énergie et vise notamment à accompagner le développement des énergies renouvelables. En ce sens, et alors que les objectifs climatiques et environnementaux sont plus que jamais au cœur de la politique énergétique de l'Union et de ses membres, cela constitue un paquet législatif majeur et emportant des modifications significatives du cadre réglementaire.

Une évolution progressive des règles MA-RE est engagée afin de permettre une déclinaison des modalités requises dans le règlement *Electricity Balancing* au niveau national et se poursuivra pour décliner le paquet « une énergie propre pour tous les Européens ».

Afin de proposer une mise en œuvre progressive des transformations nécessaires, le groupe de travail (« GT ») « Evolutions des règles MA-RE » de la Commission Accès au Marché (« CAM ») du Comité des Clients Utilisateurs du Réseau de Transport d'Electricité (« CURTE ») a initié un processus de concertation en plusieurs phases avec les acteurs de marché. La première partie de ce processus de long terme a abouti à la mise en œuvre et au début d'utilisation de la plateforme européenne TERRE en décembre 2020. Elle se poursuivra dans les années à venir afin d'accompagner la transition énergétique et le développement d'un marché d'ajustement européen. Les présentations faites dans le cadre de ce GT sont disponibles sur le site Concerte[1].

Périmètre de l'évolution proposée

Dans ce contexte, RTE propose une évolution des règles MA-RE incluant les évolutions principales suivantes :

- Révision de l'obligation de programmation pour les EDA injection RPD ;
- Passage à 48 guichets de programmation ;
- Gestion des SSy suite à une activation standard ;
- Révision du cadre dérogatoire des petites EDA ;
- Abaissement du seuil des entités profilées ;
- Révision du processus d'équilibrage avec la plateforme européenne (TERRE) et précisions relatives à la fenêtre opérationnelle ;
- Prise en compte des flexibilités locales activées pour résoudre une contrainte sur le réseau ;
- Symétrisation du critère de défaillance et homogénéisation du calcul du volume défaillant sur les ajustements ;
- Modification des indicateurs du mécanisme d'ajustement ;
- Modalités de pilotage *ex ante* du solde du compte « ajustements-écarts » (CAE) ;
- Passage du pas de règlement des écarts à 15 minutes ;
- Evolution des processus de reconstitution des flux suite au déploiement généralisé des compteurs communicants.

D'autres évolutions plus mineures des règles relatives au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre ont été ajoutées. Le périmètre de ces évolutions est présenté au chapitre 113.

Processus de concertation

La concertation associée à la présente évolution des règles MA-RE a démarré en juin 2020 dans le cadre du GT « Evolutions des règles MA-RE ».

Afin de recueillir les contributions des acteurs sur différents axes de travail de ce projet

[1] Accès au site Concerte : https://www.concerte.fr

d'évolution des règles MA-RE, RTE a organisé quatre appels à contributions durant le deuxième semestre de l'année 2020 et le premier semestre de l'année 2021.

Du 6 novembre au 4 décembre 2020, RTE et Enedis ont invité les acteurs à participer à un appel à contributions sur les modalités de mise en œuvre du nouveau modèle cible de reconstitution des flux suite au déploiement généralisé des compteurs communicants.

Du 15 janvier au 22 février 2021, RTE a invité les acteurs à participer à deux appels à contributions sur les sujets suivants :

- les modalités qui permettront à la cible la gestion de la dégradation des services système suite à un ajustement standard ;
- les modalités de formulation des offres avec une obligation d'envoi des programmes d'appel (PA) pour les installations de production RPD participant au MA.

Du 3 mai au 31 mai 2021, RTE a proposé aux acteurs de s'exprimer au travers d'un appel à contributions sur les nouvelles modalités visant à piloter le compte « ajustements-écarts » de manière ex ante et ainsi permettre la suppression du coefficient « k' ».

Le présent document vise à décrire les modifications que RTE souhaite apporter aux règles MA-RE à la lumière des travaux menés dans le cadre de la concertation et des retours des appels à contributions.

Calendrier prévisionnel

Les dates prévisionnelles de mise en œuvre de l'ensemble des évolutions de la présente version des règles MA-RE sont indiquées dans un tableau récapitulatif en Annexe 1.

L'objectif est de permettre l'entrée en vigueur de ce projet de règles au deuxième trimestre 2022 après instruction et approbation par la CRE.

2. REVISION DE L'OBLIGATION DE PROGRAMMATION POUR LES EDA INJECTION RPD

2.1. Cadre réglementaire

L'ordonnance 2016-1059 du 3 août 2016[2], prise en application de l'article 119 de la loi relative à la transition énergétique et la croissance verte instaure des mesures permettant une meilleure intégration des énergies renouvelables au système électrique.

Elle étend l'obligation de programmation aux installations de production raccordées à un réseau public de distribution dont la puissance n'est pas marginale. Elle prévoit notamment au sein des articles L. 321-9 et L. 322-9 les mesures suivantes :

i) établissement par le producteur d'un programme d'appel pour chacune de ses installations raccordées au RPD dont la puissance n'est pas marginale ;

ii) transmission des programmes d'appel ci-dessus :
   - au GRD et (envoi direct) à RTE lorsque ces installations participent au MA ;
   - au GRD uniquement lorsque ces installations ne participent pas au MA ;

iii) agrégation par le GRD des programmes d'appel ci-dessus avec ses propres prévisions relatives aux installations ne lui envoyant pas de programme d'appel, puis transmission à RTE d'un programme d'appel consolidé à la maille du GRD, agrégé par filière.

Cette ordonnance impose donc la transmission d'un programme d'appel à RTE pour toutes installations de production raccordées à un réseau public de distribution, lorsque celles-ci participent au mécanisme d'ajustement.

2.2. Historique de la concertation et situation actuelle

Selon un objectif de cohérence avec l'ordonnance du 3 août 2016, et notamment pour permettre la transmission directe à RTE d'un programme d'appel d'une EDA injection RPD, RTE avait proposé que toutes les EDA concernées évoluent vers une formulation implicite de leurs offres spécifiques (telle que prévue dans les règles en vigueur, c'est-à-dire avec envoi d'un programme d'appel).

Ainsi, les règles MA-RE v8.3 (entrées en vigueur au 1er janvier 2018) prévoyaient qu'à partir du 1er janvier 2020 soit supprimée la possibilité de faire des offres spécifiques explicites sur l'injection RPD (telles que prévues par les règles en vigueur, c'est-à-dire sans envoi de programme d'appel).

Après une seconde concertation réalisée dans le cadre des GT « Evolution des règles MA-RE » du 11 octobre 2019 et du 29 janvier 2020, RTE a remplacé dans les règles MA-RE v9.1 (entrées en vigueur au 1er juin 2020) la date du 1er janvier 2020 par une date I de bascule.

[2] Ordonnance 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et visant à adapter certaines dispositions relatives aux réseaux d'électricité et de gaz et aux énergies renouvelables

Plus concrètement, l'ordonnance 2016-1059 du 3 août 2016 est déclinée dans les règles MA-RE en vigueur selon les modalités suivantes : à partir d'une date I notifiée par RTE deux mois à l'avance, pour toutes les EDA injection RPD, l'envoi d'offres spécifiques explicites n'est plus autorisé.

En effet, dans le cadre des règles MA-RE actuelles :

- la soumission d'offres spécifiques explicites exige l'envoi de contraintes explicites mais pas celui d'un programme d'appel ;
- alors que la soumission d'offres spécifiques implicites exige l'envoi de contraintes implicites ainsi que l'envoi systématique d'un programme d'appel.

Par un appel à contributions du 15 janvier 2021, et afin de tenir compte des contraintes opérationnelles relatives à ces modalités, RTE a souhaité réinterroger les acteurs sur la déclinaison de cette obligation d'envoi de programme d'appel pour les EDA injection RPD.

Cet appel à contributions a permis de dégager les tendances suivantes, assez largement partagées par l'ensemble des acteurs :

- les acteurs préfèrent ne pas se voir imposer l'envoi d'offres implicites, qui ne correspondent pas nécessairement à leurs besoins et qui impliqueraient des développements de leur part ;
- les acteurs opteraient davantage pour la soumission d'offres explicites (basées sur l'envoi de contraintes explicites et d'un programme d'appel), mais souhaitent néanmoins conserver la possibilité de faire des offres implicites (autorisées aujourd'hui), qui peuvent être intéressantes dans certains cas.

2.3. Proposition de RTE

Les réponses apportées par les acteurs en concertation, ont ainsi conduit RTE à proposer, pour les règles MA-RE v10, une déclinaison différente de l'ordonnance 2016-1059 avec un repositionnement de la date I (fixée de manière prévisionnelle aux alentours de 2025), qui autorise pour les EDA injection RPD :

- la soumission d'offres spécifiques explicites basées sur l'envoi de contraintes explicites et celui d'un programme d'appel ;
- la soumission d'offres spécifiques implicites basées sur l'envoi de contraintes implicites et celui d'un programme d'appel (déjà autorisée par les règles en vigueur).

Indépendamment du type d'offre spécifique soumise pour l'EDA injection RPD, les acteurs devront obligatoirement envoyer un programme d'appel à RTE, et ce conformément à l'ordonnance 2016-1059 du 3 août 2016.

Ce programme d'appel sera utilisé pour effectuer le contrôle du réalisé de l'ensemble des EDA injection, indépendamment du fait que les offres soumises soient explicites ou implicites.

3. PASSAGE A 48 GUICHETS DE PROGRAMMATION ET D'OFFRES

3.1. Contexte et cadre réglementaire

La déclinaison des règlements européens *Capacity Allocation and Congestion Management* et *Electricity Balancing* aura notamment pour conséquence le passage à des produits de marché quart d'heure associé à un pas de règlement des écarts de 15 minutes, ce qui implique un passage à 96 guichets de programmation et d'offres. Il est prévu de passer par une étape intermédiaire à 48 guichets.

En effet, le règlement *Capacity Allocation and Congestion Management* précise que la clôture des marchés intervient au plus tôt une heure avant l'échéance de marché concernée et l'ACER, via sa délibération portant sur l'heure d'ouverture du marché infra-journalier transfrontalier, a précisé que les échéances de marché doivent correspondre au pas de règlement des écarts. Ainsi, la clôture des marchés ne pourra intervenir plus d'une heure avant le début de chaque pas de règlement des écarts :

- Le nombre de guichets devra passer de 24 à 48 par jour.
- La taille de la fenêtre opérationnelle passera de 2h à 1h30.

Par ailleurs, le règlement *Electricity Balancing* prévoit une cible à 15 minutes pour le pas de règlement des écarts à l'horizon du 18 décembre 2020 avec possibilité de dérogation, impliquant de passer à 96 guichets journaliers de programmation et d'offres. Dans sa délibération n°2018-229[3], la CRE octroie une dérogation autorisant RTE à reporter le passage à un pas de règlement des écarts de 15 minutes au 1er janvier 2025 :

- Le nombre de guichets devra passer à 96 par jour avant le 1er janvier 2025 ;
- La taille de la fenêtre opérationnelle sera alors d'1h15.

3.2. Situation actuelle

Le dispositif de programmation et le mécanisme d'ajustement sont actuellement constitués de 24 guichets infra-journaliers positionnés à chaque heure ronde. Ainsi, les acteurs d'ajustement peuvent déposer leurs offres et les responsables de programmation peuvent redéclarer leurs programmes d'appel à chaque heure ronde, lors des 24 guichets journaliers avec un délai de neutralisation d'une heure.

3.3. Proposition de RTE

RTE propose d'introduire une date de bascule dans la section 1 des règles MA-RE indiquant le passage de 24 à 48 guichets de programmation et d'offre à partir d'une date P (fixée de manière prévisionnelle à fin 2023), notifiée par RTE avec un préavis de deux mois.

Ainsi, à partir de cette date P, la redéclaration des programmes d'appel, la redéclaration des offres spécifiques (prix des offres) et la redéclaration des performances et contraintes techniques pour les offres explicites pourront être effectuées en infra-journalier chaque demi-heure, au lieu de chaque heure ronde.

[3] Délibération n°2018-229 de la CRE : https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/Octroi-d-une-derogation-pour-un-pas-de-reglement-des-ecarts-a-15-minutes-en-France

Les articles 3.2.3.3.2, 3.2.2.3.2 et 4.3.3.1.2 de la section 1 des règles MA-RE ont été modifiées pour prendre en compte cette évolution.

Ce passage à 48 guichets est une étape intermédiaire, avant les 96 guichets de programmation et d'offres, qui permettra d'éprouver le processus d'automatisation indispensable pour un passage à 96 guichets. L'augmentation de la cadence des guichets permettra in fine un meilleur pilotage par les acteurs de leur portefeuille, mais engendrera pour RTE une plus grande variabilité des hypothèses.

Ces différentes étapes nécessiteront une refonte des outils d'équilibrage, avec notamment une refonte à l'identique de l'application SYGA[4], c'est-à-dire que les mêmes fichiers d'offres seront transmis par les acteurs mais via une autre application (l'application TOPASE). Ces points seront détaillés lors d'ateliers techniques.

[4] Application permettant aux acteurs de soumettre les offres spécifiques d'ajustement à RTE

3. GESTION DES SSYF SUITE A UNE ACTIVATION STANDARD

3.4. Cadre réglementaire

La délibération n°2020-084 de la CRE[5] portant approbation des règles MA-RE v9.1 demande à RTE de poursuivre la concertation des règles MA-RE pour établir un processus qui permette à l'ensemble des acteurs d'ajustement de proposer des offres standard conduisant à la dégradation de la fourniture de Services Système fréquence (ci-après SSYf) dans des conditions équivalentes.

De plus, RTE souhaite développer un cadre qui favorise la liquidité sur les plateformes d'échange d'offre standard, avec l'objectif cible d'utiliser uniquement des produits standard pour l'équilibrage du système et pour lequel la gestion des dégradations de SSYf, par le GRT, peut s'avérer être un frein.

3.5. Contexte

Le mécanisme d'ajustement actuel permet une gestion conjointe de l'impact des ajustements en puissance active résultants des offres activées pour assurer l'équilibre P=C, ainsi que de l'impact de ces ajustements sur les SSYf. Ainsi, l'activation d'une offre sur le mécanisme d'ajustement peut avoir un impact négatif sur les volumes programmés en réserves primaire et secondaire car elle peut les faire passer en dessous du requis de RTE.

Dans de telles situations, il est nécessaire pour RTE de disposer de capacités pour reconstituer immédiatement les SSYf sans dégrader l'équilibrage en puissance active. Pour chaque besoin d'équilibrage, la vision que RTE possède des SSYf et des ajustements passés en spécifique lui permet d'anticiper les impacts de ces ajustements sur les SSYf et sur la puissance active. Ceci lui permet de définir la meilleure stratégie technico-économique à adopter pour le passage des ajustements spécifiques.

Avec l'arrivée des plateformes d'échanges d'énergie d'équilibrage de RR (TERRE) et de mFRR (MARI), des offres pourront être activées en France, suite à des besoins à l'étranger ou en France, mais sans possibilité pour RTE d'anticiper la dégradation de la fourniture en SSYf en France. En effet, la modification des volumes sera connue au moment de la réception par RTE du programme de marche envoyé par l'acteur suite à l'activation de son offre standard, sans garantie que les requis de RTE soient toujours programmés et sans que RTE ait les leviers disponibles pour reconstituer les SSYf dans le délai restant.

Pour anticiper l'arrivée des plateformes d'échanges d'énergie d'équilibrage, RTE a mis en place des dispositions pour permettre de gérer ces situations de dégradation de la programmation en SSYf.

[5] https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/regles-relatives-a-la-programmation-au-mecanisme-d-ajustement-et-au-dispositif-de-responsable-d-equilibre3

3.6. Situation actuelle

3.6.1. Principe général

La gestion actuelle des SSYf suite à une activation standard consiste à interdire à l'ensemble des acteurs d'ajustement de soumettre des offres standard de RR qui dégradent la programmation en SSYf. Ce principe permet à RTE de ne pas avoir à reconstituer les SSYf suite à l'activation d'une offre standard. Ces modalités sont décrites à l'article 3.1.4.1 de la section 1 des règles MA-RE en vigueur.

3.6.2. Disposition transitoires

Par ailleurs, RTE a également introduit des dispositions transitoires dans l'article 8.2 des règles MA-RE, pour notamment permettre d'augmenter le nombre d'offres à la baisse sur la plateforme TERRE. En effet, des acteurs ont fait valoir que les modalités initialement proposées, concernant l'interdiction de réduire à la baisse les volumes du programme d'appel en SSYf suite à l'activation d'une offre standard, pouvaient conduire à une limitation importante du volume d'offres proposables par les acteurs français sur la plateforme TERRE.

Ces dispositions transitoires sont applicables à des EDA pour lesquelles il n'existe pas de point de fonctionnement qui permet la diminution de la puissance active sans réduire les participations en SSY. Elles permettent à un acteur d'ajustement de soumettre à RTE des offres standard de RR qui peuvent conduire, si elles sont activées, à une réduction de la participation aux réserves primaire et secondaire du programme de marche par rapport aux valeurs renseignées dans le programme d'appel. Cette dégradation des SSY est permise dans la limite d'un volume maximal de déficit défini ex-ante par RTE.

3.7. Historique de la concertation

Un appel à contributions a été lancé du 15 janvier au 22 février 2021 pour recueillir l'avis des acteurs d'ajustement sur les propositions de processus cibles étudiées par RTE. Six acteurs ont répondu à cet appel à contributions, dont la synthèse a été présentée au GT « Evolution des règles MA-RE » du 11 mars 2021.

Propositions de RTE	Synthèse des retours
Proposition 1 Interdiction de dégrader les SSY	▪ 4 acteurs en défaveur, principalement à cause d'une réduction de flexibilités offertes sur les plateformes ▪ 1 acteur favorable pour la simplicité de mise en œuvre et la transparence du marché
Proposition 2 Dégradation des SSYf à hauteur du surbouclage SSYf France	▪ 1 acteur en faveur, mais de manière non préférentielle ▪ 3 acteurs non favorables et préfèrent que la dégradation soit autorisée à hauteur du surbouclage de l'acteur

Proposition 3 Dégradation des SSYf à hauteur du surbouclage en SSYf d'un acteur	▪ 3 acteurs en faveur, car permet à l'acteur d'optimiser entre surbouclage et proposition d'offres standard, mais non favorable au filtrage dans le cas d'un surbouclage négatif niveau France ▪ 1 acteur en faveur, mais estime que cette solution présente un intérêt limité, mais plus grand que la proposition 2 ▪ 2 acteurs en défaveur, car cette solution favorise les acteurs ayant des SSYf fatals
Proposition 4 Reconstitution des SSYf par RTE	▪ 5 acteurs partagent le constat de RTE concernant l'impossibilité de reconstituer les SSYf et écartent cette proposition ▪ 1 acteur partage le constat pour la mFRR (pas de possibilité pour RTE de reconstituer) mais souhaiterait la mise en place de cette proposition pour la RR
Proposition 5 Non dégradation des SSYf suite à l'activation d'une offre standard à la maille de plusieurs EDP	▪ 3 acteurs sont favorables à cette proposition (internalisation de la contrainte de non dégradation) qui répond au besoin, mais qui est trop complexe à mettre en œuvre ▪ 2 acteurs non favorables car cette solution est trop complexe à mettre en œuvre

Suite à ce GT « Evolution des règles MA-RE », il a été décidé de retenir la proposition 3, car la plupart des acteurs y étaient favorables. RTE estime que cette solution permettra d'améliorer la liquidité sur les plateformes d'équilibrage TERRE et MARI, tout en étant relativement simple à mettre en place techniquement et opérationnellement, pour RTE et les acteurs.

3.8. Proposition de RTE

RTE propose d'autoriser la dégradation des SSYf suite à une activation standard, à hauteur du surbouclage en SSYf de l'acteur.

Pour chaque pas demi-horaire, la surprogrammation au programme d'appel en réserve primaire et en réserve secondaire (hausse et baisse) de chaque acteur constitue le déficit autorisé en réserve primaire et en réserve secondaire (hausse et baisse) lors de l'activation des offres standard de l'acteur. Ces modalités sont applicables à chaque instant, quel que soit le niveau de surprogrammation à la maille France. Ainsi, les acteurs seront en mesure d'optimiser leur programmation pour générer des surbouclages en SSYf et ainsi transmettre des offres standard qui, en cas d'activation, permettront de respecter leurs engagements en SSYf.

RTE propose de s'appuyer sur les règles Services Système fréquence (SSYf) pour vérifier le respect de ces modalités. La dégradation des SSYf suite à une activation standard doit permettre d'assurer des bilans de réserves basés sur le programme de marche positifs. En cas de bilan de réserve basé sur le programme de marche négatif, l'acteur d'ajustement sera pénalisé à hauteur du coefficient S, conformément aux règles SSYf.

Ces modalités sont décrites à l'article 4.3.1.1.1 de la section 1 des règles MA-RE et seront applicables dès l'entrée en vigueur des règles MA-RE v10, présentement soumises à consultation. En conséquence, l'article 8.2 de la section 1 des règles MA-RE, qui concernait les dispositions transitoires de gestion des SSYf suite à une activation standard, a été supprimé.

4. REVISION DU CADRE DEROGATOIRE DES PETITES EDA

4.1. Contexte

Les règles MA-RE imposent historiquement un seuil minimum de puissance de 10 MW pour proposer des offres sur le mécanisme d'ajustement. Ce seuil est déjà relativement bas au vue de la nature de ce mécanisme qui permet de sélectionner les offres les plus compétitives à proximité du temps réel pour assurer la sûreté de fonctionnement du système électrique, et qui nécessite une surveillance permanente.

Pour atteindre le seuil de 10 MW, les acteurs d'ajustement ont la possibilité d'agréger des sites entre eux au sein d'une entité d'ajustement (i.e. EDA). Depuis plusieurs années, RTE travaille avec les acteurs de marché dans le cadre de la concertation sur les règles MA-RE pour abaisser ce seuil de participation et ainsi faciliter l'entrée de nouveaux acteurs sur le mécanisme d'ajustement.

Selon le nombre et les caractéristiques techniques des offres, les acteurs ont actuellement la possibilité de participer au mécanisme d'ajustement en proposant des offres d'une puissance comprise entre 1 et 10 MW.

Pour gérer opérationnellement les EDA de moins de 10 MW sans imposer de conditions (i.e. en nombre ou sur les caractéristiques techniques des offres d'ajustement), il est nécessaire de faire évoluer profondément le système d'information pour permettre aux opérateurs temps réel de RTE d'interclasser toutes les offres d'ajustement, en respectant les règles de préséance économique.

Dans un contexte de profonde transformation des processus d'équilibrage lié à la déclinaison du règlement *Electricity Balancing* et donc d'une évolution des systèmes d'information, RTE a d'ores et déjà engagé des travaux pour intégrer, à l'horizon de la mise en place de l'ensemble des plateformes d'équilibrage et des 96 guichets de programmation et d'offres, une optimisation des EDA. Cette optimisation permettra de classer les EDA de moins de 10 MW ayant des caractéristiques hétérogènes avec les EDA de plus de 10 MW. Cette évolution cible permettra de lever la limitation sur le nombre d'EDA de puissance inférieure à 10 MW et de lever la contrainte sur la standardisation des offres rattachées à ces EDA.

4.2. Situation actuelle

La règle générale consiste pour les acteurs d'ajustement à proposer des offres d'ajustement dont la puissance maximale offerte est supérieure à 10 MW. Un cadre dérogatoire existe pour permettre la participation de « petites EDA » sur lesquelles les acteurs d'ajustement peuvent proposer des offres d'ajustement à la hausse dont la puissance maximale offerte est inférieure à 10 MW et supérieure à 1 MW. Il existe deux types de petites EDA :

- Les petites EDA dites « standardisées » ;
- Les petites EDA dites « non standardisées ».

Les caractéristiques de ces EDA sont rappelées dans le tableau ci-dessous :

	Petites EDA standardisées	Petites EDA non standardisées
Nombre	Limitées à deux EDA par acteur par jour	Limitations possibles à 100 MW d'activation, mais pas de limite sur le nombre de petites EDA
DMO	≤ 30 min	Multiple de 30 min
DOmin	≤ 60 min	Multiple de 30 min ≥ 30 min
DMO + DOmin	-	≤ 180 min
Compatibilité TERRE	EDA compatibles avec TERRE, sans obligation d'offrir le volume en standard et en spécifique	EDA non compatibles avec TERRE
Activation	Activations via l'application TAO	Activations via mail avec alerte SMS

Le cadre dérogatoire pour les petites EDA non standardisées a été mis en place au 1er janvier 2019 pour une durée d'application de trois ans à compter de la date de création de la petite EDA non standardisée. Le délai d'application de ce cadre a été allongé pour permettre une durée d'utilisation de quatre ans dans les règles MA-RE v9.2, avec pour objectif d'assurer la continuité réglementaire jusqu'à l'entrée en vigueur de la prochaine version des règles MA-RE, et ce notamment pour les petite EDA non standardisées ayant été créées dès janvier 2019.

Actuellement, huit acteurs d'ajustement utilisent le cadre dérogatoire des petites EDA non standardisées, avec 21 petites EDA non standardisées, réparties comme suit :

- 18 EDA de type soutirage télérelevées (sur le réseau RPT/RPD) ;
- 3 EDA de type injection RPD.

Des premiers éléments de retour d'expérience sur ce cadre dérogatoire des petites EDA ont été présentés lors du GT « Evolution des règles MA-RE » du 1er juillet 2021. Les données utilisées pour ce retour d'expérience portent sur une période allant de janvier 2019 à mai 2021. Les principaux éléments à retenir sont les suivants :

- La puissance totale activée en moyenne par an est d'environ 40 MW et l'énergie moyenne activée par an est d'environ 30 MWh. Pour comparaison, l'énergie activée sur le mécanisme d'ajustement est de 5 TWh par an.
- Une vingtaine d'activations de petites EDA non standardisées par an ont eu lieu depuis début 2019.
- Les prix des offres liées à ces petites EDA sont en moyenne à 300 €/MWh.

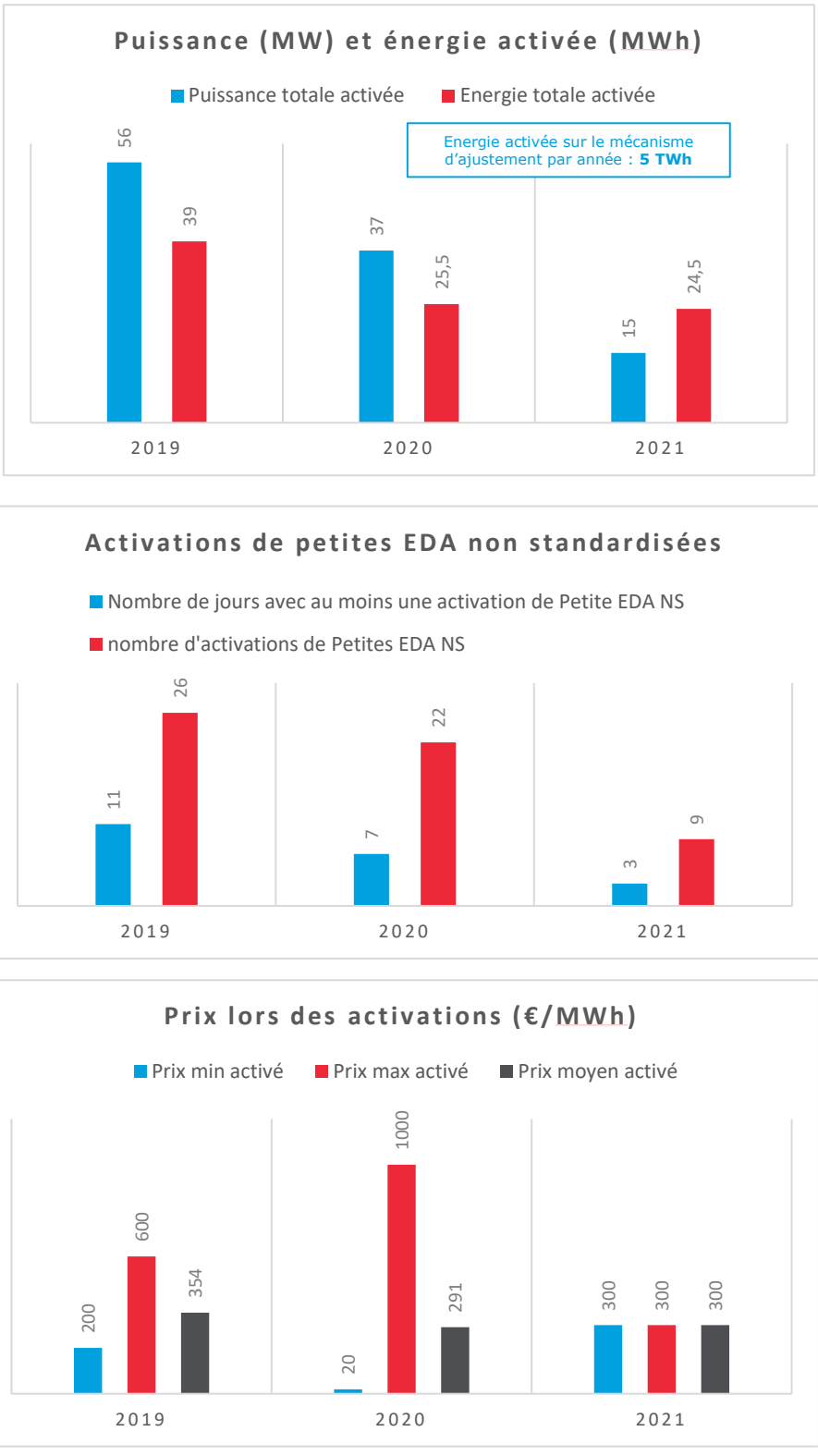


Figure 1: Principaux éléments quantitatifs du retour d'expérience sur la cadre dérogatoire des petites EDA

Faute d'information complémentaire, les constats issus de l'analyse quantitative peuvent conduire à différentes interprétations et conclusions. C'est notamment le cas lorsqu'il s'agit d'appréhender le faible nombre d'activations de petites EDA. A cet égard, les échanges que RTE a pu avoir avec certains acteurs, lors de la phase de concertation, sont particulièrement instructifs et viennent parfaire le retour d'expérience de manière qualitative. De fait, l'éventuel manque de flexibilité du cadre dérogatoire ne semble pas contraindre, au premier ordre, la participation des petites EDA au mécanisme d'ajustement. Le retour de certains acteurs renseigne sur la nécessité d'étendre dans le temps ce cadre dérogatoire pour laisser davantage de temps au développement commercial relatif aux petites EDA. Plus concrètement, les trois années initialement prévues pour l'application du cadre dérogatoire nécessitent d'être étendues pour rendre possible l'émergence de nouvelles petites EDA. Il est donc raisonnable de considérer l'horizon des chantiers engagés par RTE (évoqué en fin de paragraphe 4.1) comme un horizon adapté à la fin d'un tel cadre dérogatoire et à l'interclassement des petites EDA conjointement aux EDA ayant une puissance disponible supérieure à 10 MW.

Un autre aspect à considérer est l'impossibilité pour des énergies renouvelables de petite taille d'offrir des ajustements à la baisse.

4.3. Proposition de RTE

Afin de permettre aux acteurs d'ajustement de continuer à développer leurs gisements de flexibilité, RTE propose de maintenir le cadre dérogatoire des petites EDA non standardisées pour une durée supplémentaire de quatre ans par rapport à ce qui avait été initialement prévu (1er janvier 2022), c'est-à-dire pour une utilisation jusqu'au 1er janvier 2026. A cet horizon, RTE sera en mesure de gérer opérationnellement les EDA de moins de 10 MW sans limitation pour les acteurs.

RTE propose également d'assouplir le cadre des petites EDA standardisées pour qu'un acteur puisse proposer des offres avec trois petites EDA standardisées par jour, au lieu de deux actuellement. Depuis la connexion de RTE à la plateforme TERRE, les acteurs d'ajustement peuvent proposer des offres standard lorsque leur puissance est supérieure à 1 MW. Avec 21 guichets journaliers de participation à TERRE (et 24 guichets d'ici la fin de l'année), les petites EDA standardisées peuvent désormais pleinement se valoriser sur les plateformes européennes. RTE encourage donc les acteurs d'ajustement à valoriser leurs petites EDA standardisées via une participation à la plateforme.

En outre, RTE propose d'ouvrir également la possibilité pour les petites EDA standardisées de soumettre des offres d'ajustement à la baisse. Néanmoins, RTE souhaite souligner que les principes encadrant les offres de hausse de consommation ne sont pas définis dans les règles actuelles (NEBEF et MA-RE). Cette absence de cadre pourrait indirectement limiter l'intérêt d'offrir à la baisse avec des petites EDA soutirage. Les modalités relatives au versement fournisseur et au contrôle de la ré-injection ultérieure, spécifiquement dans le cas des hausses de consommation, devront être adressées de manière transverse et pas uniquement sous l'angle de ce cadre dérogatoire.

Enfin, pour éviter toute incompréhension quant à l'applicabilité de ce cadre dérogatoire, RTE propose de renommer les petites EDA dites « standardisées » et « non standardisées » en petites EDA « normalisées » et « non normalisées ». En effet, il est déjà possible de soumettre sur la plateforme TERRE des offres standard de RR d'une puissance supérieure à 1 MW sans avoir à passer par ce cadre dérogatoire. Inversement, envoyer des offres spécifiques d'ajustement pour une petite EDA dite « standardisée » n'implique pas les mêmes modalités de soumission que pour participer à l'échange d'offres standard de RR sur la plateforme TERRE. Par ailleurs, à la différence des EDA classiques, il est possible pour les petites EDA de soumettre une offre standard de RR sans avoir à soumettre cette même en offre en spécifique. Ce point est détaillé à l'article 4.3.2 de la section 1 des règles MA-RE.

5. ABAISSEMENT DU SEUIL DES ENTITES PROFILEES

5.1. Contexte

La section 1 des règles MA-RE et les règles NEBEF en vigueur prévoient des modalités spécifiques pour la participation au mécanisme d'ajustement et au dispositif NEBEF de plusieurs centaines de sites de soutirage raccordés aux réseaux BT et HTA. Ces modalités correspondent par exemple à des méthodes de contrôle du réalisé adaptées, à la répartition des volumes réalisés par responsable d'équilibre et fournisseur sur la base de coefficients statiques.

Afin que ces dispositions puissent être mises en œuvre, ces sites de soutirage sont agrégés au sein d'entités d'ajustement (EDA) et d'effacement (EDE) profilées. La section 1 des règles MA-RE et les règles NEBEF imposent que la puissance souscrite d'un site soit nécessairement inférieure à 250 kW pour pouvoir être rattaché à l'une de ces entités profilées.

Cette valeur de 250 kW correspond, depuis les règles MA-RE v7, à la valeur du seuil de profilage pour la reconstitution des flux appliquée au calcul des écarts de responsable d'équilibre, au sens de l'article F.3.1.1 du chapitre F de la section 2 des règles MA-RE, retenue par la CRE dans sa Délibération du 3 juillet 2003.

Les modalités du chapitre F de la section 2 des règles MA-RE ont évolué, introduisant un échéancier d'abaissement du seuil de profilage pour la reconstitution des flux, sans que le seuil des entités profilées ait évolué en conséquence. RTE propose ainsi de remettre en cohérence, à l'échéance fin 2022, le seuil de constitution des entités profilées avec le seuil de profilage pour la reconstitution des flux appliquée au calcul des écarts de responsables d'équilibre.

5.2. Cadre réglementaire

5.2.1. Seuil de profilage pour la reconstitution des flux

Le seuil de profilage pour la reconstitution des flux est décrit à l'article F.3.1.1 du chapitre F de la section 2 des règles MA-RE :

« *Le Profilage est nécessaire pour calculer les consommations, par demi-heure, des Sites pour lesquels sont utilisés les Index de mesure relevés avec une périodicité plus longue (semestrielle par exemple) incompatible avec le pas de temps demi-horaire exigé par la reconstitution des flux pour le calcul des Ecarts et la Réconciliation Temporelle.*

Il permet d'obtenir la courbe de charge estimée de consommation réputée conforme à la consommation totale des Sites Profilés du Périmètre-RPD.

Le seuil de puissance souscrite en dessous duquel la consommation des Sites peut être calculée par Profilage, retenu dans la Délibération de la CRE du 03/07/2003, est de 250 kW.

A compter du 31 décembre 2020, ce seuil est abaissé à 111 kW pour les Sites alimentés en HTA et à 111 kVA pour les Sites alimentés en BT.

A compter du 31 décembre 2022, ce seuil est abaissé à 0 kW pour les Sites alimentés en HTA et à 37 kVA pour les Sites alimentés en BT ».

Pour un site de soutirage dont la puissance souscrite est inférieure au seuil de profilage, la méthode de traitement appliquée dans le cadre de la reconstitution des flux est par défaut celle d'un site profilé, c'est-à-dire qu'elle est basée sur le calcul de la courbe de charge par profilage. Néanmoins, sous réserve que les équipements le permettent, le fournisseur peut opter pour la méthode de traitement d'un site télérevé, c'est-à-dire basée sur une courbe de charge réelle au pas dix minutes. Le choix final de la méthode lui revient.

5.2.2. Composition des EDA profilées

La composition d'une EDA profilée est décrite par l'article 4.2.1.2.5 de la section 1 des règles MA-RE :

« *Une EDA Soutirage Profilée est constituée d'au moins un Site de Soutirage Profilé et, éventuellement, de Sites de Soutirages Télérelevés dont la Puissance Souscrite est inférieure ou égale à 250 kW* »

Les règles autorisent le rattachement à une EDA profilée de sites télérelevés dont la puissance souscrite est en dessous du seuil de profilage, afin que l'activité d'un acteur d'ajustement opérant sur ce type de sites ne soit pas soumise aux évolutions des choix du fournisseur quant à la méthode de reconstitution des flux pour ces sites (et éviter ainsi qu'un site de soutirage profilé valorisé au sein d'une EDA profilée soit exclu de cette EDA profilée dès lors que le fournisseur choisit de faire télérelever le site).

Exceptionnellement, la répartition des volumes réalisés pour ces sites de soutirage télérelevés rattachés à une EDA profilée est faite selon le même principe que celui appliqué aux sites de soutirage profilés.

5.3. Situation actuelle

Depuis le 31 décembre 2020, le seuil de profilage a été abaissé à 111 kW pour les sites alimentés en HTA et à 111 kVA pour les sites alimentés en BT, sans que les règles relatives à la composition des entités profilées aient évolué.

De ce fait, des sites dont la puissance souscrite est comprise entre 111 kW et 250 kW sur réseau HTA (respectivement 111 kVA et 250 kW sur réseau BT), et qui ne sont plus éligibles au profilage (et sont de fait exclusivement télérelevés, sans possibilité de choix), peuvent néanmoins toujours être rattachés à des entités profilées. Alors qu'ils peuvent réaliser unitairement des volumes d'effacement plus conséquents que des sites profilés dont la puissance effaçable unitaire est faible relativement au seuil de puissance de l'EDA, ils ne bénéficient cependant pas des dispositions spécifiques aux sites télérélevés qui garantissent une meilleure correction des RE et des fournisseurs, à savoir :

- application du modèle corrigé, si le site y est éligible, qui permet de calculer le volume réalisé unitaire propre à chaque site, pour prise en compte dans le calcul des écarts de RE ;
- répartition du volume de l'EDA par RE et fournisseur sur la base de volumes calculés et non de clés de répartition définies en amont de la réalisation des ajustements.

Par ailleurs, le fait que des sites qui ne sont plus éligibles au profilage puissent être rattachés à des entités profilées complexifie le processus opérationnel des GRD, lesquels sont chargés de contrôler le rattachement des sites RPD aux EDA.

5.4. Proposition de RTE

RTE a concerté les acteurs qui le souhaitaient, parmi ceux qui sont concernés ou potentiellement intéressés par les entités profilées. Ces échanges ont permis de recueillir les contraintes économiques et opérationnelles qu'impliquait chez eux le fait de réaligner le seuil de composition des entités profilées sur celui du profilage pour la reconstitution des flux.

Pour rappel, la section 2 des règles MA-RE prévoit deux échéances d'abaissement du seuil de profilage :

- à compter du 31 décembre 2020, ce seuil est abaissé à 111 kW pour les sites alimentés en HTA et à 111 kVA pour les sites alimentés en BT ;
- à compter du 31 décembre 2022, ce seuil est abaissé à 0 kW pour les sites alimentés en HTA et à 37 kVA pour les sites alimentés en BT.

Afin de faciliter la transition, il a été convenu de ne pas viser un réalignement du seuil des entités profilées avec la nouvelle valeur du seuil de profilage en place depuis le 31 décembre 2020, mais de prévoir une mise en cohérence avec le seuil de profilage, en une seule étape pour le 31 décembre 2022. RTE propose donc de faire évoluer l'article 4.2.1.2.5 de la section 1 des règles MA-RE en conséquence.

Le seuil de constitution des EDA profilées sera donc concordant avec les nouvelles valeurs du seuil de profilage pour la reconstitution des flux pour le calcul des écarts de responsables d'équilibre. Ainsi, à compter du 31 décembre 2022, seuls les sites raccordés en BT dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA seront autorisés à rejoindre une EDA soutirage profilée.

RTE prévoit d'apporter le même changement, et à la même échéance du 31 décembre 2022, à la constitution des EDE profilées, dans le cadre des règles NEBEF 3.4.

6. REVISION DU PROCESSUS D'EQUILIBRAGE AVEC LA PLATEFORME TERRE ET PRECISIONS RELATIVES A LA FENETRE OPERATIONNELLE

6.1. Contexte

Le règlement *Electricity Balancing* définit les grandes lignes de la mise en œuvre de la plateforme européenne d'échange d'énergie d'équilibrage de réserve de remplacement.

La première connexion de RTE à la plateforme TERRE a eu lieu le 2 décembre 2020. Dans une démarche itérative d'adaptation aux nouveaux processus d'équilibrage, RTE avait introduit dans la section 1 des règles MA-RE une période d'exploitation sous contrôle. Pendant cette période, RTE avait mentionné qu'une participation complète au processus de partage d'offres standard de RR pourrait ne pas être assurée.

A cet effet, les modalités de l'exploitation sous contrôle ont été présentées à plusieurs reprises lors des GT « Evolutions des règles MA-RE ». Les processus temps réel, back-office et de publications ont été impactés, avec notamment :

- une participation progressive de RTE aux guichets TERRE ;
- des activations d'offres spécifiques par RTE avant les résultats du clearing de la plateforme TERRE ;
- une absence de rémunération des ordres bloqués ;
- des publications uniquement disponibles par API.

La plupart des limitations liées à l'exploitation sous contrôle ont été levées. RTE participe désormais à 21 guichets TERRE journaliers, et se connectera à l'ensemble des guichets TERRE d'ici la fin de l'année 2021.

6.2. Situation actuelle

Les règles MA-RE définissent le processus d'équilibrage avec la plateforme TERRE et notamment l'interaction entre l'activation d'offres spécifiques et l'activation d'offres standard à l'article 4.4.3 de la section 1. Ainsi, hors période d'exploitation sous contrôle, pour une heure de livraison donnée, il était prévu que RTE n'active pas d'offres spécifiques pour motif d'équilibrage P=C avant d'avoir reçu les résultats du clearing de la plateforme TERRE, c'est-à-dire environ 35 minutes avant l'heure de livraison.

Or, la liquidité des offres françaises sur TERRE, ainsi que la liquidité des offres spécifiques ayant un délai de mobilisation inférieure à 30 minutes ne permettent pas de satisfaire le besoin d'équilibrage en France. En effet, les offres spécifiques avec un délai de mobilisation supérieure à 30 minutes représentent plus de 40% de la liquidité des offres déposées sur le mécanisme d'ajustement.

Afin d'assurer la gestion de l'équilibrage du système électrique français, sans rupture substantielle du volume d'ajustement disponible et donc sans renoncer au critère de sécurité du système, il apparait nécessaire d'utiliser ces offres spécifiques jusqu'à l'atteinte de la cible prévue par le règlement *Electricity Balancing* et à laquelle RTE travaille aujourd'hui.

6.3. Proposition de RTE

En attendant de définir et d'implémenter tous les processus d'équilibrage standard nécessaires à l'équilibrage français, RTE propose de :

- conserver l'utilisation des EDA point d'échange sur les frontières suisse et allemande a minima jusqu'à fin 2022 ;
- pour une heure de livraison donnée, ne pas prendre d'action sur le spécifique pour motif d'équilibrage P=C avant l'heure de livraison précédée de 60 minutes, sauf dans le cas des EDA point d'échange.

Cette échéance de 60 minutes avant l'heure de livraison correspond au début de la fenêtre opérationnelle du GRT et permet de répercuter dans le compte « ajustements-écarts » les actions de RTE pour l'équilibrage P=C, c'est-à-dire les activations postérieures à 60 minutes avant l'heure de livraison ainsi que les activations d'EDA points d'échange nécessaires à l'équilibrage. Les autres offres seront activées avec un motif de reconstitution de marge.

En l'absence de liquidité suffisante sur la plateforme TERRE, et en attendant l'arrivée des autres plateformes européennes d'équilibrage, ces dispositions sont conformes avec le règlement *Electricity Balancing*, car la notion de fenêtre opérationnelle s'applique uniquement aux produits standard. En appliquant le principe de fenêtre opérationnelle aux produits spécifiques, RTE entend favoriser l'utilisation des produits standard par rapport aux offres spécifiques. De plus, les modalités proposées par RTE ne viennent pas interférer avec la demande que RTE soumet à la plateforme. Il ne devrait donc pas y avoir d'effet négatif sur les opportunités que les acteurs pourront obtenir sur leurs offres standard.

Pour ce faire, RTE définit la fin de l'exploitation sous contrôle comme le début de la participation de RTE à TERRE aux 24 guichets journaliers et fait évoluer les règles MA-RE pour prendre en compte la modification de l'échéance d'utilisation des produits spécifiques pour motif d'équilibrage P=C. Ainsi, la mention de l'exploitation sous contrôle est supprimée et RTE propose de déplacer le paragraphe sur l'utilisation des produits spécifiques à l'article 4.4.4.1 de la section 1 des règles MA-RE, car il devient indépendant de la plateforme TERRE et concerne plutôt la gestion de l'équilibre P=C.

Dans une optique de favorisation du standard, RTE propose également de modifier l'article concernant l'expression du besoin à la plateforme TERRE et notamment le prix limite associé. En effet, les règlements européens, notamment le règlement *Electricity Balancing,* n'imposent pas de processus pour la définition d'un besoin exprimé à tout prix ou avec un prix limite.

Ainsi, RTE propose que le prix limite du besoin puisse prendre la valeur à tout prix, sans mention d'un niveau de marge suffisant à garantir. En effet, la situation d'exploitation pourrait nécessiter d'exprimer un besoin à tout prix à la plateforme TERRE, alors que le niveau de marge disponible était suffisant.

7. PRISE EN COMPTE DES FLEXIBILITES LOCALES ACTIVEES POUR RESOUDRE UNE CONTRAINTE SUR LE RESEAU

7.1. Contexte et cadre réglementaire

Actuellement, la flexibilité est déjà utilisée par RTE pour gérer à la fois l'équilibre du système électrique français et les congestions qui se manifestent sur le réseau public de transport (RPT). Dans ce cadre, les sites raccordés sur le réseau public de distribution (RPD) peuvent également proposer, seuls ou au travers d'agrégateurs, des services de flexibilité.

En outre, les flexibilités peuvent être au service de la conception et du pilotage en temps réel du réseau de distribution. Sous réserve d'être fiables et compétitives, elles peuvent contribuer à résorber des congestions pouvant être à l'origine de coupures électriques et de variations de tension. Tout comme c'est le cas pour les congestions du RPT, les congestions du RPD sont localisées dans des zones géographiques restreintes. Par conséquent, il est essentiel de localiser les opportunités de flexibilités selon l'échelle du réseau concerné. Le terme « locales » est utilisé pour définir des flexibilités offertes par des moyens localisés sur le RPD.

Le paquet « une énergie propre pour tous les européens », au travers de la Directive Européenne 2019-944 transposée dans l'article L.322-9 du code de l'énergie, pose les bases du développement des flexibilités locales.

Les principaux apports attendus des flexibilités sur le réseau de distribution sont :

- la diminution des coûts et des délais pour le raccordement des producteurs d'énergies renouvelables[6], mais aussi des consommateurs ;
- la mise à disposition d'un nouvel outil au service de la planification, du pilotage et de l'exploitation du réseau.

A présent, Enedis intègre les flexibilités locales dans ses outils de gestion de réseau. Le site internet « Co-Construction Flexibilité Locale »[7] présente la démarche d'Enedis et l'ensemble des processus déjà mis en place. Ainsi, à la suite d'appels d'offres, des premiers contrats ont été conclus en 2020 entre Enedis et des acteurs locaux de flexibilités pour des services de flexibilité locale en appui à l'exploitation du réseau de distribution.

S'appuyant sur de premières dispositions dérogatoires, notamment la délibération n°2021-12 de la Commission de Régulation de l'Energie[8] qui a statué sur le principe d'une correction des périmètres d'équilibre pour les flexibilités locales à compter de mars 2023, RTE et Enedis travaillent conjointement au design et à la mise en œuvre du cadre cible associé à l'activation de ces flexibilités locales au-delà de cette échéance.

Le cadre technico-économique qui est prévu pour favoriser le développement des flexibilités locales en France prévoit notamment à la cible :

- une correction des périmètres des responsables d'équilibre (RE) ;
- dans le cas des effacements de consommation, un versement de l'opérateur d'effacement vers le fournisseur des sites de soutirage effacés ;

[6] Ce segment représente le gisement de flexibilités le plus important identifié à ce jour.
[7] Accès au site : Co-Construction Flexibilité Locale | Enedis
[8] Délibération n°2021-12 de la CRE : https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/tarif-d-utilisation-des-reseaux-publics-de-transport-d-electricite-turpe-6-htb

- la prise en charge financière par le gestionnaire de réseau ayant recourt aux flexibilités locales des surcoûts de rééquilibrage résultant des activations pour traitement des congestions.

La prise en charge des surcoûts de rééquilibrage est en cours d'instruction et fera l'objet d'une prochaine version des règles MA-RE.

Enfin, les discussions menées dans le cadre de cette évolution ont permis d'instruire les adaptations nécessaires à la prise en compte des activations de flexibilités locales dans le contrôle du réalisé fait par RTE. De fait, la courbe de charge d'un site localisé sur le RPD est envoyée par le GRD à RTE afin de pouvoir procéder au contrôle du réalisé du Mécanisme d'Ajustement (MA). Il a donc été jugé nécessaire d'amender les modalités d'établissement desdites courbes de charges afin de les insensibiliser des activations de flexibilités locales.

7.2. Proposition de RTE

Tout d'abord, il est nécessaire d'introduire au préalable une définition de la « flexibilité locale » qui est une offre d'un ou plusieurs sites raccordés au RPD, qui vise à moduler une puissance d'injection et/ou de soutirage, et à laquelle un gestionnaire de réseau peut recourir dans le but de gérer une contrainte sur le réseau qu'il opère ou de répondre à un besoin de développement de son réseau. Dans le cadre réglementaire que constituent les règles MA-RE, il est également important de préciser que toute activation de site RPD pour cause « réseau » qui se ferait via le Mécanisme d'Ajustement (MA) reste considérée comme un ajustement et non comme une activation de flexibilité locale.

7.2.1. Pour la correction des périmètres d'équilibre suite à l'activation d'une flexibilité locale

De façon similaire à ce qui existe notamment sur le Mécanisme d'Ajustement, RTE et Enedis proposent de mettre en place des modalités complémentaires dans les règles MA-RE pour garantir la correction de périmètre d'équilibre suite à l'activation de flexibilités locales. De cette manière, l'activation d'une flexibilité locale n'aurait aucun impact financier, positif ou négatif, sur le périmètre d'un responsable d'équilibre dans lequel cette activation aurait été réalisée. En outre, la communauté des responsables d'équilibre n'aurait pas à compenser, positivement ou négativement, un tel impact financier sur un responsable d'équilibre.

La proposition pour assurer cette correction des périmètres d'équilibre s'articule en deux étapes d'échange de données :

1) A l'instar des modalités déjà existantes pour le Mécanisme d'Ajustement, le GRD envoie à RTE les courbes de reconstitution des flux (i.e. C01-C05) selon les mêmes échéances prévues par l'article C.12.1 de la section 2 des règles MA-RE, en corrigeant les activations de flexibilités locales dans la courbe de consommation télérelevée C03 (i.e. site de soutirage au modèle corrigé).
2) Ensuite, le GRD envoie à RTE les chroniques d'activations de services de flexibilités locales pour chaque pas de règlement des écarts. Ainsi, RTE utilise ces volumes pour le calcul d'écart et/ou pour le calage spatial de la même façon qu'il le fait actuellement avec les volumes d'ajustement MA selon le cas applicable.

7.2.2. Pour la mise en œuvre du versement fournisseur relatif à un effacement de consommation réalisé dans le cadre d'un service de flexibilité locale

Les modalités de collecte auprès de l'opérateur d'effacement et de versement vers le fournisseur des sites de soutirage effacés seront décrites dans les contrats, ou à terme dans les règles, pour la fourniture de services de flexibilité aux Gestionnaires de Réseau de Distribution. RTE et Enedis poursuivent actuellement leurs travaux afin de déterminer les modalités exactes de mise en œuvre dudit versement.

7.2.3. Pour l'insensibilisation de la courbe de charge à la maille site

Enfin, l'envoi à RTE par le GRD d'une courbe de charge à la maille du site, pour les sites raccordés au RPD, conformément à l'article 4.5.2.1.2 de la section 1 des règles MA-RE en vigueur, doit évoluer afin que le GRD insensibilise cette courbe de charge de l'activation de flexibilités locales selon un principe qui vérifie les quatre objectifs suivants :

- assurer le fonctionnement d'un service de flexibilité locale en parallèle des mécanismes existants ;
- ne pas restreindre les opportunités économiques des acteurs ;
- inciter les acteurs à honorer tous les ordres qu'ils accepteraient sur plusieurs mécanismes ;
- garantir la sécurité d'exploitation du système électrique et des réseaux.

Par conséquent, il est proposé que pour chaque pas de contrôle où une activation de flexibilité locale est constatée, le GRD insensibilise la courbe de charge du site RPD avant de la transmettre à RTE. Lorsqu'il n'y a pas de simultanéité, sur un pas de contrôle donné, entre une activation de flexibilité locale et une activation via le Mécanisme d'Ajustement ou NEBEF, alors Enedis insensibilise du volume de l'activation de flexibilité locale. En revanche, dans le cas où il existe une simultanéité, alors Enedis insensibilise, en valeur absolue, du minimum entre le volume de l'activation de la Flexibilité Locale et le volume de toutes les activations à l'exception des réglages primaires et secondaires.

Ces dispositions ont été intégrées au projet de règles MA-RE dans l'article 4.5.2.1.2 et dans le nouvel article 4.5.2.1.2.3 de la section 1.

Tableau 1: Exemples numériques pour illustrer le principe d'insensibilisation de la courbe de charge site

Exemples n°1	00:30	00:35	00:40	00:45	00:50	00:55
Volume attendu par RTE sur le MA (MWh)	20	20	20	20	20	20
Volume attendu par Enedis (MWh)	4	4	4	4	4	4
Réalisé global mesuré sur CdC « brute » vu d'Enedis (MWh)	24	24	28	28	3	3
Insensibilisation de la CdC par Enedis	4	4	4	4	3	3
Réalisé constaté sur CdC « insensibilisée » vu de RTE (MWh)	20	20	24	24	0	0
Volume en écart Flexibilité Locale activée par Enedis (MWh)	0	0	0	0	-1	-1
Ecart d'ajustement RTE (MWh)	0	0	+4	+4	-20	-20

Exemples n°2	00:30	00:35	00:40	00:45	00:50	00:55
Volume attendu par RTE sur le MA (MWh)	-20	-20	-20	-20	-20	-20
Volume attendu par Enedis (MWh)	-4	-4	-4	-4	-4	-4
Réalisé global mesuré sur CdC « brute » vu d'Enedis (MWh)	-24	-24	-26	-26	-2	-2
Insensibilisation de la CdC par Enedis	-4	-4	-4	-4	-2	-2
Réalisé constaté sur CdC « insensibilisée » vu de RTE (MWh)	-20	-20	-22	-22	0	0
Volume en écart Flexibilité Locale activée par Enedis (MWh)	0	0	0	0	+2	+2
Ecart d'ajustement RTE (MWh)	0	0	-2	-2	+20	+20

8. SYMETRISATION DU CRITERE DE DEFAILLANCE ET HOMOGENISATION DU CALCUL DU VOLUME DEFAILLANT

8.1. Contexte et situation actuelle

Avec l'arrivée du nouveau modèle de valorisation au 1er décembre 2020 (précédemment matérialisé par la date T dans les règles MA-RE), les acteurs d'ajustement sont désormais valorisés pour leurs écarts d'ajustement (positifs ou négatifs). Cela se traduit, dans le cas des écarts d'ajustement positifs, par une rémunération pour l'acteur d'ajustement. Cette symétrisation des écarts d'ajustement ne se retrouve pas au niveau du critère de défaillance, qui lui ne s'applique qu'en cas de sous-ajustement. Actuellement, les acteurs sont donc incités à sur-ajuster, et ce, sans limite.

La date U présente dans les versions de règles précédentes, permettait de rectifier cette symétrisation et de durcir en plus le seuil de tolérance de la défaillance (passage de 20% à 10%). Cette date U était corrélée avec la date M' (i.e. possibilité pour les acteurs de renvoyer un programme de marche sur le spécifique). Sans les modalités prévues à la date M', la mise en œuvre des modalités associées à la date U ne pouvait pas avoir lieu.

8.2. Proposition de RTE

Suite aux échanges en concertation, RTE propose de décorréler les évolutions liées à la programmation des évolutions liées à la défaillance, et dans ce cas précis, la date U et la date M'.

De plus, lors de la dernière consultation, plusieurs acteurs se sont positionnés pour que le calcul du volume défaillant et le calcul du critère de défaillance soient homogènes entre eux. RTE propose donc de faire évoluer le calcul du volume défaillant.

Pour ce faire, RTE met en place une nouvelle date T', qui annule et remplace la date U, et qui matérialise :

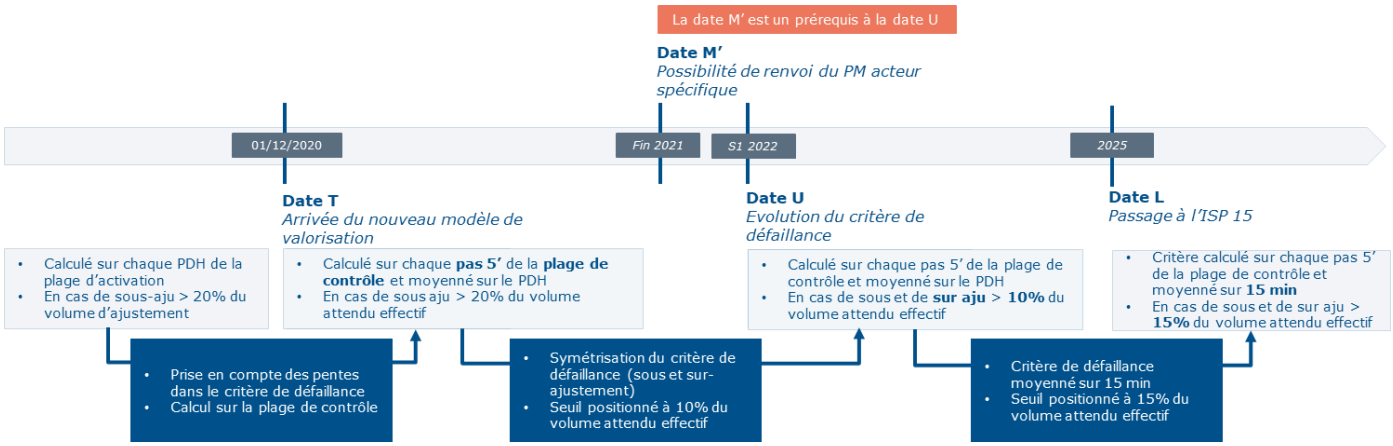
- la symétrisation du critère de défaillance (i.e. pénalités en cas de sous-ajustements et de sur-ajustements supérieurs à 20% du volume attendu effectif) ;
- l'homogénéisation du calcul du volume défaillant avec le critère de défaillance.

Cette date n'inclut plus de durcissement du seuil de tolérance qui reste donc à 20%, et elle n'est plus corrélée à la date M'.

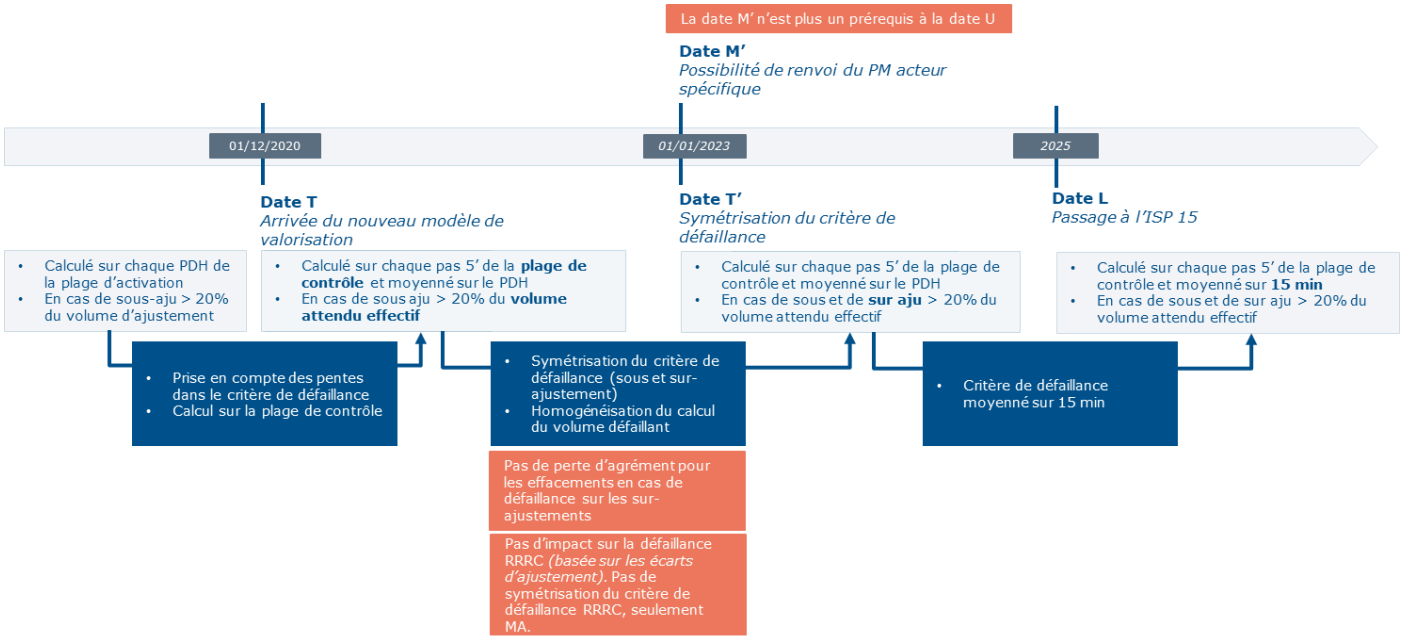
Cette symétrisation du critère n'entraîne pas de perte d'agrément des effacements en cas de sur-ajustement, et n'impacte pas la défaillance RRRC (qui elle est basée sur les écarts d'ajustement).

Afin de synthétiser les différentes étapes d'évolutions, voici deux calendriers récapitulatifs :

- **Le calendrier initial des anciennes versions de règles (v9, v9.1 et v9.2)**



- **Le calendrier prévisionnel proposé par RTE pour les règles MA-RE v10**



9. MODIFICATION DES INDICATEURS DU MECANISME D'AJUSTEMENT

9.1. Changement de terminologie à l'article 4.10.1

9.1.1. Pour l'énergie d'équilibrage de la réserve de remplacement standard (i.e. RR standard)

Afin d'assurer une cohérence entre les règles et le portail services, RTE propose de renommer les termes employés pour la plateforme européenne d'échange d'énergie d'équilibrage à partir de réserve de remplacement (plateforme TERRE) :

- « demandes d'énergie formulées par RTE à une liste de préséance économique commune, et satisfaites par cette dernière » est remplacé par « énergie de RR Standard activée en France ou à l'étranger pour satisfaire le besoin de RTE » ;
- « prix de la liste de préséance économique pour la zone de prix France » est remplacé par le « prix marginal pour la zone France, défini par la Plateforme TERRE ».

Et de compléter le tableau listant les informations publiées au sujet de la plateforme TERRE :

- « besoin en RR Standard exprimé par RTE et satisfait par la Plateforme TERRE », équivalent, s'il est convertit en MWh, à l' « énergie de RR Standard activée en France ou à l'étranger pour satisfaire le besoin de RTE » ;
- « volume total des Offres Standard de RR Déposées » ;
- « volume total des Offres Standard de RR Filtrées », aussi appelée « unavailable » sur la plateforme Transparence de l'ENTSO-E ou « restreintes » sur le Portail Services et qui correspondent aux offres déposées mais non partagées par RTE à la plateforme TERRE.

9.1.2. Pour l'énergie d'équilibrage de la réserve de restauration de la fréquence avec activation automatique (aFRR)

Afin de prendre en compte les futurs modes d'activation de la réserve secondaire, RTE propose de renommer les termes employés pour l'énergie d'aFRR :

- « volume d'énergie de Réglage Secondaire fréquence/puissance » sera remplacé par « volume d'énergie d'aFRR activé en France ou à l'étranger pour satisfaire le besoin de RTE » ;
- « prix de rémunération de l'énergie de réglage secondaire » sera remplacé par « prix de l'énergie d'aFRR activée en France ou à l'étranger pour satisfaire le besoin de RTE».

Ainsi les termes employés seront toujours corrects après la date Y définie dans les règles services système et correspondant à la date de connexion de RTE à la plateforme européenne d'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique (plateforme PICASSO). En effet, à partir de cette date, l'énergie d'aFRR à comptabiliser dans les indicateurs est l'énergie activée en France ou à l'étranger pour satisfaire le besoin de RTE et non l'énergie d'aFRR activée en France pouvant couvrir un besoin français ou étranger.

Et la valeur du prix de l'énergie d'aFRR activée en France ou à l'étranger pour satisfaire le besoin de RTE différera en fonction des modes d'activation :

- Avant la date W définie dans les règles services système et correspondant à la date d'activation de la réserve secondaire selon la préséance économique : prix SPOT ;
- Après la date W : prix marginal local au pas 4 secondes ou prix SPOT en cas de passage en mode dégradé ;
- Après la date Y : prix marginal pour la zone France défini par la plateforme PICASSO lorsque RTE est connecté à la plateforme PICASSO, prix marginal local lorsque RTE n'est pas connecté à la plateforme PICASSO ou prix SPOT en cas de passage en mode dégradé.

9.2. Modification du calcul du déséquilibre global du système électrique français à l'article 4.10.1.3

9.2.1. Fin de la mise à jour des données déclaratives avec les données mesurées

Le déséquilibre est un indicateur temps réel permettant de déterminer la tendance du système électrique français en sommant toutes les activations effectuées par RTE pour résorber les écarts sur un pas demi-horaire.

Pour les énergies de réglage primaire et secondaire, RTE se base uniquement sur les données déclaratives alors que pour le mécanisme d'ajustement, RTE se base sur les données mesurées. Compte tenu du délai pour récupérer certaines données de comptage, le déséquilibre est donc régulièrement mis à jour après le temps réel, et ce, pendant plusieurs semaines. De plus, depuis l'arrivée du nouveau modèle de valorisation, tous les volumes attendus sont remplacés par les volumes réalisés alors qu'auparavant, le volume réalisé devait être inférieur de plus de 20% pour remplacer le volume attendu.

Afin de conserver une cohérence dans la comptabilisation des énergies activées en France et d'avoir un indicateur temps réel stable, RTE propose de ne plus remplacer le volume attendu par le volume réalisé pour le mécanisme d'ajustement dans le calcul du déséquilibre global du système électrique. En outre, cette évolution permettra aux utilisateurs du Portail Services de reconstituer le calcul du déséquilibre à partir des volumes attendus publiés.

9.2.2. Simplification de la formule

Pour des contraintes SI liées à l'actualisation des volumes attendus avec le réalisé, il était nécessaire de sommer le volume réalisé des offres d'ajustement activées (spécifiques et standard confondues) puis de soustraire le volume des offres d'ajustement standard activées. Puisque RTE propose de ne plus mettre à jour le volume attendu avec le volume réalisé, il est possible de simplifier la formule en ne sommant que les offres d'ajustement spécifiques activées, l'énergie de RR standard activée pour satisfaire le besoin de RTE étant bien comptabilisée par ailleurs. Cette simplification ne modifie pas le résultat du calcul.

9.3. Simplification du calcul du Prix Moyen Pondéré (PMP) à l'article 4.10.1.4

Le même mécanisme décrit ci-dessus a été calqué pour la formule du PMP, à la différence que les volumes comptabilisés dans la formule du PMP ont toujours été et seront toujours les volumes attendus. Par souci de simplification, RTE propose de ne sommer que les offres d'ajustement spécifiques valorisées au prix d'offre, l'énergie de RR standard activée pour satisfaire le besoin de RTE valorisée au prix marginal étant bien comptabilisée par ailleurs. Cette simplification ne modifie pas le résultat du calcul.

9.4. Modification du calcul du Prix Marginal d'Equilibrage (PME) à l'article 4.10.1.5

A partir de la date W, définie dans les règles Services Système et correspondant à l'activation de la réserve secondaire selon la préséance économique avec des prix marginaux au pas 4 secondes, il existe un risque de forte volatilité des prix sur certains pas 4 secondes ne reflétant pas la situation globale sur toute la durée du pas de règlement des écarts. Conformément à la présentation qui a été faite au GT « Evolution des règles MA-RE » du 8 avril 2021, RTE propose donc, pour le calcul du PME, de comptabiliser le prix moyen pondéré plutôt que le prix marginal le plus élevé sur le pas de règlement des écarts :

$$PMP_{aFRR\ Tendance} = \frac{\sum(\text{énergie d'aFRR activée dans la tendance pour le besoin de RTE} * \text{prix aFRR})}{\sum \text{énergie d'aFRR activée dans la tendance pour le besoin de RTE}}$$

10. MODALITES DE PILOTAGE EX ANTE DU SOLDE DU COMPTE AJUSTEMENTS-ECARTS (CAE)

10.1. Contexte et cadre réglementaire

En application de l'article L. 321-14 du code de l'énergie, « *le gestionnaire du réseau public de transport procède aux comptages nécessaires à l'exercice de ses missions. Sous réserve des stipulations contractuelles, il peut, compte tenu des écarts constatés par rapport aux programmes [d'appel et d'approvisionnement] et des coûts liés aux ajustements, demander ou attribuer une compensation financière aux utilisateurs concernés* ». Ainsi, l'élaboration et le suivi du solde du compte ajustements-écarts (CAE) est la déclinaison opérationnelle qui permet à RTE d'exercer cette gestion financière.

De plus, et en application de l'article 44(2) du règlement *Electricity Balancing*, « *chaque autorité de régulation compétente conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE veille à ce que [le] GRT relevant de sa compétence [n'encoure] pas de gains ni de pertes économiques liés au résultat financier du règlement […], sur la période de régulation telle que définie par l'autorité de régulation compétente, et veille à ce que tout résultat financier positif ou négatif issu du règlement […] soit répercuté sur les utilisateurs du réseau conformément aux règles nationales applicables* ». De ce fait, le solde du CAE a vocation à être nul et RTE ne peut dégager des bénéfices ou supporter des charges financières dans sa mission d'équilibrage du système électrique en temps réel.

Conformément à l'article 5.10 de la section 1 des règles MA-RE en vigueur, le compte ajustements-écarts (CAE) centralise donc les charges et les produits issus du dispositif RE et des mécanismes d'équilibrage. Il permet ainsi de réaliser la jonction entre, d'une part, les activités des responsables d'équilibre (RE) pour équilibrer leur périmètre avant le temps réel, et d'autre part les actions de RTE en temps réel pour assurer à tout instant l'équilibre offre-demande sur le système électrique avec une gestion coordonnée de son réseau.

Le prix de règlement des écarts (PRE) se trouve au cœur du dispositif de RE parce qu'il représente le signal prix à même d'inciter les RE à s'équilibrer. Le principe d'incitation est le suivant : lorsqu'un RE est en écart négatif sur son périmètre il va devoir payer au CAE son volume d'énergie en écart valorisé au prix de règlement des écarts négatifs (PREn), inversement lorsque son périmètre se trouve en écart positif le CAE versera au RE concerné un montant égal à son volume d'énergie en écart valorisé au prix de règlement des écarts positifs (PREp). Le calcul du prix de règlement des écarts dépend de la tendance d'équilibrage et du prix moyens pondéré (PMP) qui sont déterminés conformément aux articles 4.10.1.3 et 4.10.1.4 de la section 1 des règles MA-RE, mais il dépend également de la valeur du coefficient « k ».

De par sa construction, le prix de règlement des écarts répond à deux objectifs principaux :

- renvoyer un signal prix incitatif pour que les RE exercent leur responsabilité financière à équilibrer leur périmètre ;
- équilibrer les flux financiers entrants et sortants du CAE en couvrant le coût des actions d'équilibrage du système menées par RTE dans le cadre de sa mission relative à la gestion de l'équilibre offre-demande.

Néanmoins, le solde du CAE peut être analysé comme la résultante d'un ensemble de flux qui viennent l'impacter positivement ou négativement[9]. Par conséquent, le solde du CAE peut être positif ou négatif à la fin d'une année de livraison A. Un processus garantissant l'annulation de ce solde est donc nécessaire.

10.2. Situation actuelle et concertation

Les dispositions inscrites à l'article 5.10.3 de la section 1 des règles MA-RE en vigueur prévoient que le solde annuel du CAE fasse l'objet d'un reversement aux RE après approbation de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE). Plus spécifiquement, si le solde du CAE pour l'année A n'est pas équilibré, un « reversement » positif ou négatif est mis en place au cours de l'année A+2. Le trop perçu est restitué aux RE et le manque à gagner leur est facturé. Ce principe induit deux états : le « solde avant reversement », pas nécessairement nul, et le « solde après reversement », nul par construction. En outre, ce suivi du CAE vise à garantir in fine la neutralité financière de RTE.

Le levier qui permet d'annuler le solde pour une année A est le rejeu *ex post* du coefficient « k ». Bien que le coefficient « k » soit calculé de manière *ex ante* pour tendre à un solde nul, il reste impossible de prédire les évènements impactant la gestion de l'équilibre offre-demande pour une année A. C'est pourquoi, les règles MA-RE en vigueur prévoient le rejeu *ex post* du coefficient « k » (i.e. calcul du coefficient « k' »), une fois que les données de facturation définitives ont été obtenues en M+12[10] pour chaque mois de livraison de l'année A considérée, et ce afin d'annuler le solde du CAE.

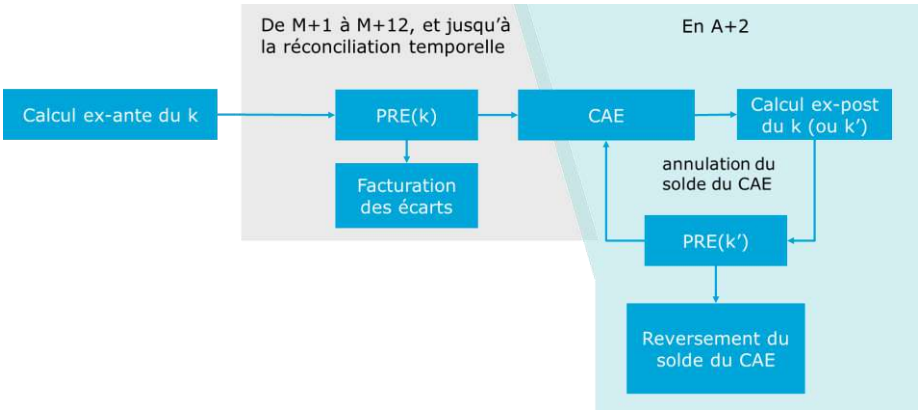


Figure 2: Processus d'élaboration et de reversement du solde du CAE en vigueur

Bien que la structure du CAE ait évolué au fil des années, tout comme la matrice du prix de règlement des écarts, un historique permet de visualiser l'évolution[11] du coefficient « k » ainsi que l'écart constaté chaque année depuis 2011 entre les coefficients « k » et « k' ».

[9] Page du Portail Services RTE dédiée à la publication du solde du CAE : Dispositif responsable d'équilibre - RTE Portail Services (services-rte.com)

[10] Ceci sera en M+12 une fois que la fusion des processus de reconstitution des flux sera mise en œuvre suite au déploiement généralisé des compteurs communicants. D'ici là, la facturation définitive est possible seulement après que le processus de réconciliation temporelle ait été effectué pour l'année A (c'est-à-dire pour octobre de A+2 depuis que la valorisation des volumes d'énergie issus de la réconciliation temporelle se fait au PRE et tant que la fusion des processus de reconstitution des flux n'est pas mise en œuvre).

[11] La valeur du coefficient « k » était de 0,18 en 2009 et jusqu'au 20 avril 2010, date pour laquelle cette valeur

Tableau 2: Historique des soldes, du coefficient "k" ex ante, et du coefficient "k" ex post

Année	Solde	k *ex ante*	k *ex post* (k')
2019[12]	+12,38 M€	0,05	0,0351
2018	+19,82 M€	0,08	0,0578
2017	+51,69 M€	0,08	-0,0005
2016	+32,04 M€	0,08	-0,0196
2015	-5,57 M€	0,08	0,1013
2014	-26,80 M€	0,08	0,2267
2013	-37,57 M€	0,08	0,1983
2012	-16,3 M€	0,08	0,1278
2011	+35,1 M€	0,12 jusqu'au 30 juin puis 0,08 à partir du 1er juillet	0,02

Les acteurs de marché ont eu l'occasion de s'exprimer à différentes reprises à propos du coefficient « k ». Dans la perspective d'une éventuelle évolution de la matrice du prix de règlement des écarts et dans le contexte des discussions relatives à la méthodologie européenne pour harmoniser le règlement des écarts (i.e. *ISH methodology*), un appel à contributions avait été réalisé en mai 2019 pour concerter les acteurs de marché sur différents scénarios. Aucun de ces scénarios n'envisageait une simple suppression du coefficient « k' » mais l'un d'entre eux envisageait la suppression du coefficient « k » afin de tenir compte d'une méthodologie qui n'aurait pas permis l'introduction de ce type de facteur dans le calcul du PRE[13]. A cette occasion, et bien que le sujet du coefficient « k' » n'ait pas été directement abordé dans cet appel à contributions, les acteurs de marché ont partagé de manière générale certaines problématiques en lien avec le rejeu du coefficient « k ». C'est notamment le cas de l'incertitude associée à la volatilité relative de ce coefficient qui, par construction, ne permet pas aux acteurs de connaitre la valeur définitive des prix de règlement des écarts avant A+2 pour une année de livraison A.

Suite à la concertation de 2019 et 2020, une partie des acteurs se sont exprimés en faveur d'une suppression du coefficient « k' ». L'objectif de cette demande était multiple :

- permettre aux RE d'anticiper au mieux leurs factures d'écarts et accroitre la transparence en accédant à un PRE qui n'évolue plus *ex post* ;

est passée à 0,12. Comme le montre l'historique, cette valeur a évolué progressivement jusqu'à atteindre 0,05 depuis 2019.

[12] Compte tenu du solde excédentaire important du compte ajustements-écarts en 2016 et en 2017, RTE avait soumis à la CRE, en octobre 2018, une proposition de révision du coefficient « k » afin d'équilibrer au mieux ce dernier. Par sa délibération n°2018-241 du 21 novembre 2018 la CRE a approuvé la proposition qui consistait à fixer à 0,05 (au lieu de 0,08) la valeur du coefficient « k » *ex ante* à partir du 1er janvier 2019 https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/Evolution-du-coefficient-k-applique-au-prix-de-reglement-des-ecarts

[13] Conformément au projet de règles MA-RE saisi le 19 mai 2021 et validé par la délibération n°2021-216 de la CRE, RTE a proposé que la matrice du prix de règlement des écarts actuellement en vigueur n'évolue pas car elle répond aux exigences de la méthodologie européenne pour harmoniser le règlement des écarts (i.e. *ISH methodology*). Dans l'appel à contributions de mai 2019, le scénario qui supprimait le coefficient « k » de la matrice de PRE n'a pas été retenu par RTE. En tout état de cause, RTE devra analyser avec les services de la CRE les perspectives de maintien de la matrice de PRE à l'horizon 2025.

- réduire l'incertitude liée à l'activité de RE et permettre une réduction des coûts de fourniture ;
- simplifier le processus actuel et réduire les délais de paiement final.

A l'occasion des rapports d'accompagnement[14] relatifs à la version des règles MA-RE entrées en vigueur au 1er juin 2020, RTE s'était montré « *favorable à la suppression de ce coefficient k' sous réserve que le reliquat du solde soit couvert via un mécanisme tarifaire* », notamment pour garantir la neutralité financière de RTE sur une période tarifaire puisque la suppression du coefficient « k' » induirait l'impossibilité d'annuler le solde pour une période donnée. Cette proposition n'a pas été retenue par la CRE dans sa délibération n°2020-314 du TURPE 6. En son absence, il est essentiel que l'impact de ce nouveau processus soit le plus limité possible sur le résultat net de RTE. Ainsi, RTE demande formellement à la CRE que le mécanisme proposé limite au maximum l'impact sur son résultat net et d'inscrire dans sa délibération l'objectif de neutralité financière. En outre, le processus proposé ci-après doit s'attacher à vérifier intrinsèquement le respect de l'article 44(2) du règlement *Electricity Balancing.*

Pour résumer, le processus actuel de pilotage *ex post* du solde du CAE est perçu comme un processus lourd d'un point de vue opérationnel. De plus, il génère de l'incertitude pour les responsables d'équilibre et peut complexifier la gestion de leur trésorerie. Il allonge inutilement la durée du processus de règlement des écarts d'équilibre alors que ce délai, qui permet la neutralisation du solde, pourrait être supprimé en adoptant un pilotage *ex ante* de ce solde.

Lors de la phase de concertation menée en 2020 et 2021, une partie des acteurs ainsi que le régulateur ont de nouveau confirmé l'intérêt de supprimer le rejeu *ex post* du coefficient « k » et de se diriger vers un pilotage ex ante du solde du compte « ajustements-écarts ».

10.3. Proposition de RTE

Suite à l'appel à contributions ouvert du 3 mai 2021 au 31 mai 2021[15], RTE a poursuivi les échanges avec le régulateur ainsi que la concertation des acteurs dans le cadre des GT « Evolutions des règles MA-RE ». De nombreux éléments présentés dans l'appel à contributions ont été appuyés par les retours d'un certain nombre d'acteurs. Par conséquent, RTE propose l'évolution d'un pilotage *ex post* du solde du CAE vers un pilotage *ex ante* de celui-ci. La mise en œuvre du nouveau processus de pilotage devrait être réalisée pour la période débutant au 1er janvier 2023 (identifié par la date de bascule K' dans le projet de règles MA-RE v10). Le reversement du solde *ex post* tel qu'il est aujourd'hui prévu dans les règles en vigueur devra être réalisé en 2024, pour l'année de livraison 2022.

[14] Rapport d'accompagnement à la saisine de la CRE relative au projet d'évolution des règles MA-RE (26 février 2020) Délibération de la CRE du 30 avril 2020 portant approbation des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre - CRE

[15] Appel à contributions et réponses disponibles sur le site Concerte : CAM - GT Evolution des Règles MA-RE | concerte.fr

Malgré cette évolution de pilotage, le solde du CAE restera toujours lié à l'activité des RE à travers le coefficient « k » qui deviendra directement et de manière *ex ante* une fonction du solde. Cette évolution exige donc la définition d'une fonction stabilisatrice pour limiter la volatilité du solde mais aussi celle du coefficient « k ».

La fonction qui est proposée permettra donc, lorsque la situation du solde l'exigera, d'ajuster *ex ant*e la valeur du coefficient « k ». Il s'agit d'une fonction monotone et continue qui est obtenue en ajoutant un palier dans une droite décroissante. Ce palier est déterminé par une hauteur notée $k_{équilibre}$ et une largeur centrée sur zéro (cf. figure 3 ci-dessous). De part et d'autre du palier, une même pente régit l'évolution du coefficient « k » en fonction du solde.

Le palier dans cette fonction peut agir comme un « tampon » stabilisateur qui garantit la stabilité du coefficient « k ». En période normale, cela permet de garder un coefficient « k » inchangé dans un intervalle prédéterminé du solde. Ce palier devrait apporter de la visibilité et de la sécurité aux acteurs puisqu'il insensibilise le coefficient « k » à toute variation du solde dans un intervalle où celui-ci devrait fluctuer la majeure partie du temps. L'intérêt de ce palier a été confirmé par les simulations réalisées dans le cadre de l'appel à contributions du 3 mai 2021 et validé par la majorité des acteurs y ayant participé.

Sur la base de cette fonction, la valeur définitive du coefficient « k » pour un mois donné sera calculée de manière *ex ante* et à une fréquence mensuelle. Cette fréquence de calcul est un levier de stabilité et la majorité des acteurs ayant répondu à l'appel à contributions a validé l'intérêt d'adopter une telle fréquence de calcul. Ceci devrait également permettre de limiter le transfert de responsabilité financière entre RE.

<u>Processus proposé:</u> à chaque fin du mois M, le coefficient « k » qui sera applicable pour le mois M+3 à partir du 1er jour du mois M+3, est calculé sur la base du solde cumulé constaté à la fin du mois M pour la période allant jusqu'au mois M-1 inclus. Ce calcul du coefficient « k » est réalisé selon la formule suivante.

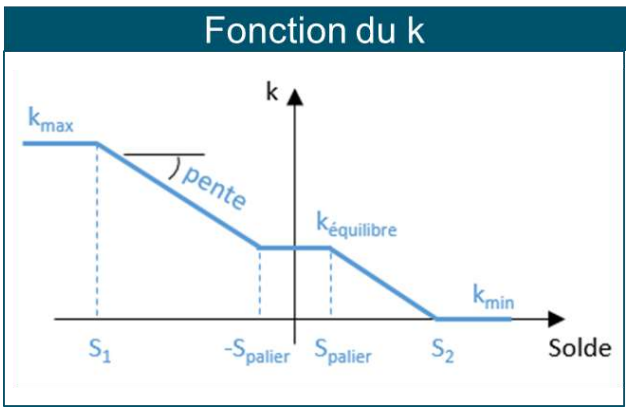


Figure 3: Fonction k proposée pour le pilotage ex ante du solde du CAE

- Si $Solde \leq S_1$ (avec $S_1 = -S_{palier} - \frac{k_{max} - k_{eq}}{p}$) alors $k = k_{max}$
- Si $S_1 \leq Solde \leq -S_{palier}$ alors $k = k_{max} - p * (Solde - S_1)$
- Si $-S_{palier} \leq Solde \leq S_{palier}$ alors $k = k_{eq}$
- Si $S_{palier} \leq Solde \leq S_2$ (avec $S_2 = S_{palier} + \frac{k_{eq} - k_{min}}{p}$) alors $k = k_{eq} - p * (Solde - S_{palier})$
- Si $Solde \geq S_2$ alors $k = k_{min}$

Les paramètres suivants seront fixés en amont des calculs du coefficient « k ». Les valeurs de ces paramètres ne seront pas changées entre les différents calculs du coefficient « k ». Leurs valeurs seront disponibles sur une page dédiée du Portail Services de RTE mais elles ne sont pas intégrées dans les règles MA-RE. Concernant l'évolutivité de la fonction k proposée, toute révision d'un paramètre constitutif de la fonction k, tel que présenté ci-après, fera l'objet d'une concertation des acteurs, d'une saisine de la CRE par RTE (indépendamment du processus d'évolution des règles MA-RE), et d'une notification suffisamment en amont aux acteurs.

- « p » qui est la valeur absolue de la pente de la fonction k ;
- « k_{eq} » qui est la valeur du coefficient k de référence établie par un calcul d'optimisation ex ante pour équilibrer le solde du CAE d'après des données historiques représentatives ;
- « k_{min} » qui est la valeur du coefficient k minimum pour le pilotage ;
- « k_{max} » qui est la valeur du coefficient k maximum pour le pilotage ; et
- « S_{palier} » qui est le montant du solde qui encadre le palier de la fonction k.

Dans tous les cas, « p » sera strictement supérieur à zéro et « k_{min} » sera supérieur à zéro ($p > 0$ et $k_{min} \geq 0$).

Ainsi, le changement du processus qui est proposé peut être également synthétisé de cette manière :

Processus actuel	Processus proposé
• Période du solde : solde annuel et figé pour l'année A considérée • Levier rétroactif : rejeu du coefficient « k » pour annuler le solde avec un reversement du solde en A+2 pour une année A • Reversement : solde annuel définitivement annulé en A+2 lors de la phase de reversement • Facturation des écarts : la facture définitive des écarts n'est connue qu'en A+2 au moment du reversement du solde de l'année A • Neutralité financière du GRT : systématique au compte de résultat pour une année donnée	• Période du solde : solde mensuel qui se cumule d'un mois à l'autre • Levier rétroactif : aucun levier, pas de reversement complet et ciblé • Reversement : solde progressivement et indirectement reversé dans le processus de facturation des écarts pour les périodes ultérieures • Facturation des écarts : le coefficient « k » *ex ante* serait figé pour chaque mois et la facture définitive serait donc connue dès la dernière échéance du mois considéré • Neutralité financière du GRT : impossible au compte de résultat pour une année donnée, neutralité financière « sur le long terme »

Schématiquement, le nouveau processus devrait suivre l'enchainement ci-dessous en garantissant continuellement une valeur définitive du coefficient « k » applicable pour le mois M+3. Il convient de noter que pour chaque mois M_i correspondra un k_i qui sera la valeur de référence définitive utilisée pour la valorisation des écarts sur le mois M_i considéré.

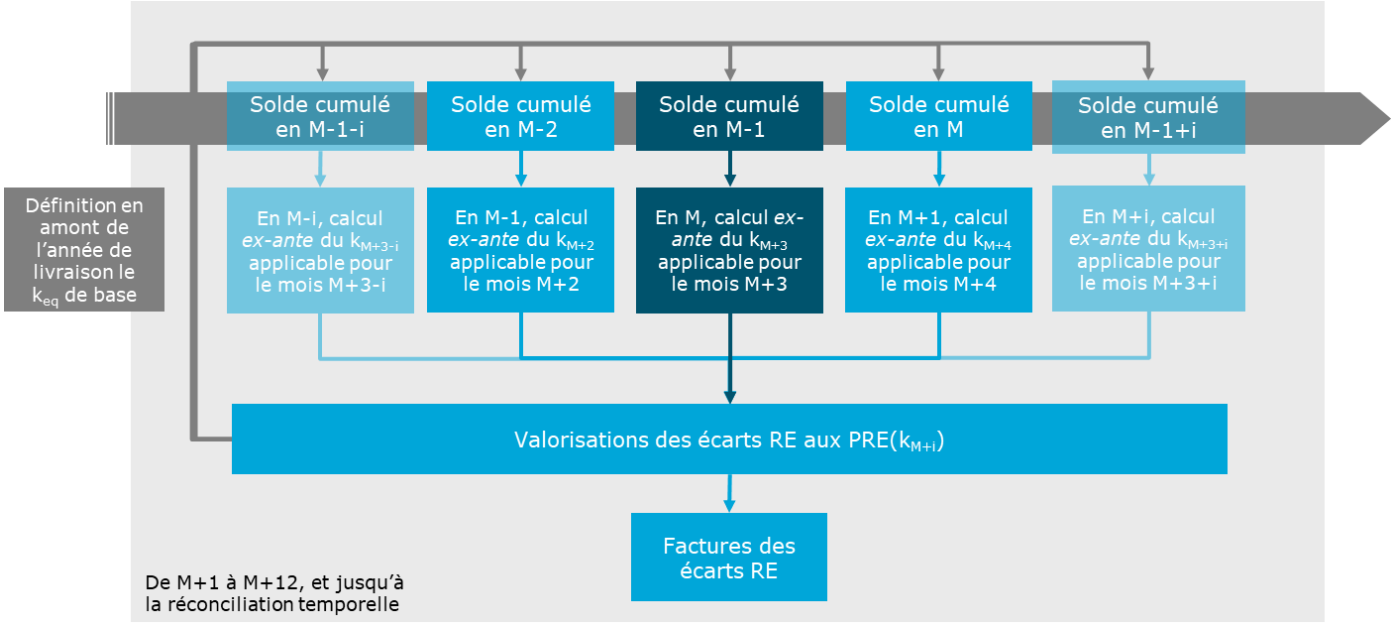


Figure 4: Nouveau processus de pilotage du solde du CAE à partir de 2023

Par exemple, s'il est constaté à la fin du mois de septembre, que le solde cumulé pour la période allant jusqu'au mois d'août est compris entre les valeurs $-S_{palier}$ et S_{palier}, alors la valeur définitive du coefficient « k » pour le mois de décembre sera égale à k_{eq} . D'après les simulations réalisées dans le cadre de l'appel à contributions, cette situation devrait apparaitre en moyenne pour la moitié de l'année.

En partant d'un autre exemple, s'il est constaté à la fin du mois de septembre, que le solde cumulé pour la période allant jusqu'au mois d'août est supérieur à la valeur S_{palier} (et inférieur à la valeur S_2) alors la valeur définitive du coefficient « k » pour le mois de décembre sera égale à $k_{eq} - p * (Solde - S_{palier})$.

La publication mensuelle du solde du CAE pour la période de livraison allant jusqu'au mois M-1 se fera au plus tard le dernier jour du mois M sur le Portail Services. Il en sera de même pour le coefficient « k » applicable sur le mois M+3, qui sera intégré au fichier de publication du solde du CAE disponible par téléchargement IHM. Ce coefficient sera également accessible, à la même échéance, via une API qui sera mise à disposition des acteurs par RTE sur le Portail Data.

Enfin, RTE mettra à profit l'année 2022 pour communiquer aux acteurs, lors de GT « Evolutions des règles MA-RE », des éléments qui leur permettront de comparer le processus actuel avec le processus présentement proposé.

11. PASSAGE DU PAS DE REGLEMENT DES ECARTS A 15 MINUTES

11.1. Contexte

Le pas de règlement des écarts (*Imbalance Settlement Period* ou ISP) correspond à la granularité à laquelle sont calculés et valorisés les écarts dans le cadre du dispositif de responsable d'équilibre (RE). Ce pas traduit ainsi la granularité à laquelle les RE sont incités à être équilibrés. En France, il est actuellement de 30 minutes.

Le pas de règlement des écarts peut aujourd'hui être différent entre les différents pays européens. Le règlement *Electricity Balancing* prévoit une harmonisation européenne à 15 minutes de ce pas, pour une mise en œuvre effective en décembre 2020 mais avec une possibilité de dérogation jusqu'au 1er janvier 2025.

Plusieurs bénéfices sont notamment attendus :

- Une meilleure liquidité sur les marchés et plus de fluidité dans les échanges internationaux avec la mise en place de produits de marché 15 minutes, pour laquelle le passage à l'ISP 15 minutes est un pré-requis.
- Une meilleure qualité de la fréquence, car cette évolution est considérée au sein d'ENTSOE comme la solution, combinée à une harmonisation de la granularité des produits de marché nationaux et transfrontaliers, pour traiter le problème des écarts de fréquence à la racine.

Compte tenu du rôle central du dispositif RE dans l'organisation du système électrique et de l'ampleur des impacts pour l'ensemble des acteurs, une concertation relative à cette évolution est conjointement menée par RTE et Enedis depuis 2019.

11.2. Cadre règlementaire

Cette évolution est une application du règlement européen 2017/2195 « *Guideline on Electricity Balancing* », dit règlement *Electricity Balancing* (EBGL), entré en vigueur le 18 décembre 2017. Il prévoit notamment que les gestionnaires de réseau appliquent un pas de règlement des écarts de 15 minutes au plus tard trois ans après l'entrée en vigueur du texte, soit au 18 décembre 2020.

En application de l'article 62(2)(d) du règlement EBGL, la CRE a accordé dans sa délibération n°2018-229 du 14 novembre 2018[16] une dérogation jusqu'au 1er janvier 2025 pour la mise en œuvre en France.

11.3. Proposition de RTE

Le changement de pas de règlement des écarts a des conséquences sur les différents mécanismes décrits dans les règles MA-RE : la programmation, le mécanisme d'ajustement et le dispositif de responsable d'equilibre.

[16]Délibération n° 2018-229 : https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/Octroi-d-une-derogation-pour-un-pas-de-reglement-des-ecarts-a-15-minutes-en-France

Conformément à des demandes exprimées par certains acteurs lors d'un appel à contributions réalisé à l'été 2019, RTE propose d'inscrire dans le projet de règles MA-RE v10 les impacts de ce changement de pas de règlement des écarts, afin d'apporter de la visibilité aux acteurs.

La déclinaison est effectuée selon les modalités suivantes :

- Insertion d'une date de bascule indiquant qu'à partir d'une date L, notifiée par RTE à l'avance, le pas de règlement des écarts de RE passera à 15 minutes ;
- Seules les évolutions à la cible sont décrites dans le projet de règles. Les modalités transitoires et la phase à blanc sont en cours d'étude et seront précisées dans la suite de la concertation. En particulier, comme demandé par certains acteurs lors de l'appel à contribution, la possibilité d'anticiper la bascule de certaines évolutions par rapport à la date L, de façon à lisser la mise en œuvre des adaptations, est en cours d'analyse et sera concertée en GT ;
- Les évolutions de règles relatives aux autres mécanismes de marché (dont les règles NEBEF, SSY et MECAPA) seront déclinées ultérieurement sur le même modèle.

En ligne avec les grands principes de mise en œuvre définis et la concertation en GT « Evolution des règles MA-RE », la proposition de RTE prévoit à la cible une granularité de 15 minutes sur l'ensemble de la chaîne du processus de calcul et de valorisation des écarts, ce qui conduit RTE à se réinterroger sur les autres mécanismes de l'équilibrage.

Par construction, le dispositif RE, constitué notamment du calcul des écarts et de la reconstitution des flux, évolue vers un pas 15 minutes. Le prix de règlement des écarts (PRE) qui permet la valorisation associée s'adapte également à cette nouvelle granularité. Les volumes activés pour la gestion de l'équilibrage sont mis en compatibilité avec le pas 15 minutes en tant qu'entrant direct du calcul de l'écart. En outre, le processus de contrôle du réalisé suit cette adaptation. Enfin, dans un souci de cohérence entre les dispositifs, il a été choisi d'aligner la programmation et la valorisation des ajustements sur le MA sur le pas de règlement des écarts.

A noter que les modifications du chapitre F de la section 2 des règles MA-RE, relatives à cette évolution, concertées dans le cadre du Comité de Gouvernance du Profilage (CGP), seront mises en consultation par Enedis conformément aux dispositions décrites dans le Chapitre B.5.3 de la Section 2 des Règles MA-RE.

Tableaux 3: Tableaux récapitulatifs des évolutions liées au passage du pas de règlement des écarts à 15'

Mécanisme	Impact			Pas actuel	Pas cible
Dispositif de programmation	**Programmation**	***Programme d'Appel***	• Pas du Programme d'Appel	5'/15'/30'	5'/15'
Mécanisme d'Ajustement	**Volume réalisé**	***Principe de calcul du volume réalisé***	• Plage de contrôle	Ensemble de pas 10' complet	Ensemble de pas 5' complet
			• Pas de contrôle du volume réalisé	10'	5'
		Courbe de charge de l'EDA	• Sites raccordés sur le RPT	10'	5'
			• Sites raccordés sur le RPD • Sites HTA et BT > 36 kVA • Sites BT <= 36 kVA	 10' 10'	 5' 15'
		Courbe de référence de l'EDA	• Méthode du rectangle simple • Puissance calculée sur le pas de référence qui précède l'instant d'activation • Détermination de la courbe de référence	 30' 10'	 15' 5'
			• Méthode par prévision de consommation • Courbes de charge transmises par les AA • Détermination de la courbe de référence	 10' 10'	 5'/15' 5'
			• Méthode par historique de consommation • Courbes de charge calculées par RTE • Détermination de la courbe de référence	 10' 10'	 5'/15' 5'
	Valorisation des ajustements	***Défaillance***	• Calcul du critère de défaillance	30'	15'
			• Publication privée du volume défaillant	5'	5'
	Versement fournisseur	***Versement de l'acteur d'ajustement aux fournisseurs***	• Calcul du volume d'énergie pour le versement	30'	15'
			• Facturation du versement fournisseur	Mensuel	Mensuel
	Publications du MA	***Indicateurs du MA***	• Tendance et déséquilibre du système électrique	30'	15'
			• PRE, PMP, PME, Prix extrema	30'	15'
		Volumes d'énergie	• Volumes d'énergie par produit (FCR, aFRR, RR, RC, IGCC, Ecarts aux Frontières, …)	30'	15'
			• Volumes d'énergie par motif (P=C, congestion, reconstitution SSY, marge)	30'	15'
			• Volumes d'énergie par type d'offre et sens (EDA injection, EDA soutirage, EDA point d'échange et Echanges d'ajustements entre GRT)	30'	15'
		Capacités d'équilibrage	• Capacités et prix par type de réserve (FCR, aFRR, RR, RC)	30'	15'

Mécanisme	Impact		Pas actuel	Pas cible
Dispositif de Responsable d'Equilibre	***Calcul d'Ecart***	• Détermination de l'Ecart du RE	30′	15′

		• Données privées publiées par RTE
		  • Ecart RE et ses constituants
		  • Ecart valorisé
			30′	15′

	PEB	• Pas de chronique PEB	30′	15′
	Consommation ajustée des sites RPT	• Calcul de la consommation ajustée des sites de soutirage RPT	10′	15′
		• Données privées publiées par RTE • Consommation ajustée par site	10′	15′

	Reconstitution des flux RPD pour le calcul de l'Ecart	• Courbes de charge transmises par les GRD :
		  • Courbe de Charge Estimée de consommation
		  • Courbe de Charge Estimée de production
		  • Courbe de Charge Télérelevée de consommation
		  • Courbe de Charge Télérelevée de production
		  • Courbe de Charge Estimée des Pertes
			30′	15′

		• Calcul de la reconstitution des flux RPD	30′	15′

		• Données publiques publiées par RTE
		  • Données à la maille nationale
		  • Courbes de Charge reçues des GRD agrégées à la maille nationale
		  • Courbe de Charge de référence nationale
		  • Ecart national de profilage
		  • Coefficient de calage national
		  • Courbe de Charge du Résidu national[17]
			30′	15′

		• Données privées publiées par RTE aux RE
		  • Courbes de charge reçues des GRD sur le réseau duquel le RE est actif
		  • Courbe de Charge Estimée de consommation définitive[17]
		  • Bilan Global de Consommation par RE
		  • Bilan Global de Consommation par RE-GRD[17]
		  • Courbe de Charge du Résidu national affectée au RE[17]
		  • Coefficient de normalisation des Pertes
		  • Coefficient de Normalisation de la consommation estimée calée du RE
			30′	15′

		• Données privées publiées par RTE aux GRD
		  • Courbe de Charge des Postes Sources
		  • Courbes de Charge reçues des GRD
		  • Courbe de Charge Estimée de consommation définitive[17]
		  • Bilan Global de Consommation par RE-GRD
		  • Coefficient de normalisation des Pertes
		  • Coefficient de Normalisation de la consommation estimée calée du RE
			30′	15′

	Soutirage physique	• Détermination du soutirage physique	30′	15′

RTE souhaite apporter des précisions sur certaines de ces évolutions.

[17] Publications qui seront mises en place pour le futur processus unique écarts (description du processus en section 12).

- **Mécanisme d'Ajustement – Section 1 des règles MA-RE**

Courbe de charge de l'EDA : sites raccordés sur le RPD (Section 1 - Article 4.5.2.1.2)

Les ajustements réalisés sur le MA sont intégrés au calcul d'écart du RE. Afin d'assurer une cohérence avec la granularité de l'écart du RE, les courbes de charge des GRD qui permettent d'établir le volume réalisé des ajustements du MA (établies par site) doivent être transmises à une maille compatible avec l'ISP. Le pas des courbes de charge sera aligné sur la granularité des données de comptage des sites RPD :

- 5 minutes pour les sites HTA et BT de puissance supérieure à 36 kVA ;
- 15 minutes pour les sites BT de puissance inférieure ou égale à 36 kVA (des contraintes techniques et de confidentialité des données ne permettant pas aux GRD de descendre à une granularité inférieure à 10 minutes pour ces sites).

Pour les courbes de charge reçues au pas 15 minutes, RTE duplique la donnée sur les trois pas 5 minutes.

Principe de calcul du volume réalisé (Section 1 - Article 4.5.1)

Le calcul du volume réalisé est effectué à la maille 5 minutes tout en se basant sur des données à la granularité 10 minutes, correspondant à la granularité des données de comptage. Ces données sont dupliquées à la maille 5 minutes pour être intégrées au calcul du volume réalisé. En lien avec l'adaptation des courbes de charge, il est proposé, qu'à partir de la date L, le pas de contrôle du volume réalisé évolue au pas 5 minutes pour tenir compte de la maille la plus fine de ces données.

Notons que les modalités de calculs des écarts d'ajustement à 5 minutes seront inchangées et leurs publications seront maintenues au pas 5 minutes via le Portail Data (i.e. API Big Back Office Balancing), et via le Portail Services en téléchargement.

Valorisation des ajustements : critère de défaillance et calcul du volume défaillant (Section 1 - Article 4.6.7)

Sur le MA, un ajustement est considéré comme défaillant s'il ne respecte pas le critère de défaillance. Ce dernier est calculé en comparant le volume réalisé et le volume attendu effectif sur le pas demi-horaire concerné. A partir de la date L, RTE propose d'aligner ce contrôle sur l'ISP. Ainsi, le critère de défaillance serait établi sur le pas quart d'heure concerné. Notons que le seuil de tolérance du critère de défaillance est maintenu à 20% du volume attendu.

De même, à partir de la date L, il est proposé que le volume défaillant, déterminé au pas 5 minutes, soit calculé comme une moyenne sur un pas quart d'heure (et non plus un pas demi-horaire). Le volume défaillant est donc constant sur tous les pas 5 minutes du quart d'heure. Il sera toujours publié au pas 5 minutes.

Les évolutions règlementaires qui seront proposées par RTE pour le dispositif NEBEF, concertées dans le cadre du GT « Effacements », viseront un alignement avec les évolutions présentées sur le mécanisme d'ajustement.

- **Dispositif de Responsable d'Equilibre – Section 2 des règles MA-RE**

L'évolution de l'ISP à 15 minutes induit un passage de la granularité de **calcul de l'écart RE à 15 minutes,** et donc le passage de ses **constituants à 15 minutes**.

Les composantes suivantes du calcul de l'écart RE peuvent être citées:

Quantités décomptées des sites raccordés au RPT (Section 2 Article C.11, C.11.9 et C.15.4)

Les données relatives au décompte sur le RPT utilisées pour le calcul d'écart RE doivent être mises en compatibilité avec le nouveau pas de règlement des écarts. Les données physiques (quantité injectée ou soutirée par site sur le RPT), actuellement au pas 10 minutes, passeront à un pas 5 minutes via le Portail Data (i.e. API Big Physical) et le Portail Service (i.e. Visualiser les données physiques). Ce point fait l'objet d'une concertation dans le cadre du GT « Comptage et données » piloté par RTE.

Ces données sont notamment exploitées pour établir la consommation ajustée sur le RPT. Afin d'éviter toute interpolation (le calcul de la consommation ajustée faisant intervenir des données établies à une granularité 15 minutes comme les effacements et les PEB), RTE propose d'établir la consommation ajustée à 15 minutes à horizon ISP15. Les données liées au décompte sur le RPT sont disponibles au périmètre RE via le Portail Data (i.e. API Big Imbalance) et le Portail Service (i.e. Visualiser les écarts valorisés). Le détail par site est disponible via le Portail Data (i.e. API Big Adjusted) et le Portail Service (i.e. Visualiser les données de consommation ajustée et de production).

A noter que la facturation de l'accès au réseau (i.e. Données Réseau) ne sera pas modifiée en lien avec le changement de pas des écarts et restera à 10 minutes.

BGC et calculs de reconstitution des flux sur le RPD (Section 2 Articles C.13, C.16, D.8, D.9, D.10 et D.15)

L'ensemble des données échangées, calculs effectués et données publiées dans le cadre de la reconstitution des flux, actuellement à 30 minutes, passeront à la granularité 15 minutes à compter de la date L pour être compatible avec le changement de pas de règlement des écarts.

A noter que suite à la concertation menée en CGP et en GT « Evolution des règles MA-RE », il est prévu de synchroniser la fusion des processus de reconstitution des flux (date O) avec le passage du pas de règlement des écarts à 15 minutes (date L). En conséquence, il n'y aura plus de réconcilation temporelle à l'horizon ISP15.

12. EVOLUTION DES PROCESSUS DE RECONSTITUTION DES FLUX SUITE AU DEPLOIEMENT GENERALISE DES COMPTEURS COMMUNICANTS

12.1. Contexte

La reconstitution des flux a pour objectif l'allocation d'énergie au pas de règlement des écarts, aux différents responsables d'équilibre, des consommations (y compris les pertes des gestionnaires de réseau de distribution) et productions sur le réseau de distribution. Cette allocation alimente le calcul du volume d'écart pour lequel le responsable d'équilibre porte la responsabilité financière du déséquilibre sur son périmètre.

La généralisation des compteurs communicants chez les GRD va permettre l'exploitation de relevés quotidiens d'énergie, ouvrant la voie à la mise en œuvre d'une nouvelle reconstitution des flux plus précise et accélérée.

Dans ce contexte, une concertation, débutée en février 2019 dans le cadre du Comité de Gouvernance du Profilage et en janvier 2020 dans le cadre du GT « Evolution des règles MA-RE », a été engagée en vue de définir le système cible de reconstitution des flux valorisant pleinement les données des compteurs communicants. Un appel à contributions conjoint Enedis-RTE (du 6 novembre au 4 décembre 2020) ainsi que des échanges sous forme de bilatérales (au cours du deuxième trimestre 2021) ont été réalisés pour recueillir formellement l'avis des parties prenantes et enrichir les propositions.

12.2. Situation actuelle

Aujourd'hui, la reconstitution des flux sur le RPD est constituée de deux processus distincts visant à facturer aux RE les déséquilibres constatés sur leur périmètre d'équilibre :

- Le processus écart permet de déterminer et valoriser la contribution de chaque RE sur le RPD au déséquilibre du système électrique, via le calcul du Bilan Global de Consommation (BGC) pour chaque RE. Les BGC sont ensuite pris en compte dans le calcul des écarts RE. Les incertitudes de modélisation (extrapolation par profilage, formule des pertes, qualité des données de mesure et de contrat) sont conventionnellement réparties, via le « calage », sur les seules consommations profilées (les pertes et les productions estimées sont exonérées de calage). Le processus écart est décrit à l'article C.13 de la section 2 des règles en vigueur.

  Une première publication aux RE des écarts de la semaine S est réalisée par RTE en S+1. Les facturations sont ensuite présentées aux acteurs en M+1 pour la première facturation, puis M+3, M+6 et M+12 pour des régularisations. La valorisation de l'écart de chaque RE est effectuée au prix de règlement des écarts.

- Le processus de réconciliation temporelle permet de recalculer, après relevé des compteurs à index et détermination des pertes annuelles des GRD, le Bilan Global de Consommation par RE. Ce calcul permet d'en déduire la contribution définitive de chaque RE au déséquilibre et d'établir la valorisation associée par RE. Les incertitudes de modélisation sont conventionnellement réparties en volume annuel sur les pertes (par bouclage et normalisation), et en forme sur les consommations profilées (par calage et normalisation). Le processus de réconciliation temporelle est décrit à l'article

C.16 de la section 2 des règles MA-RE en vigueur.

Ce calcul est effectué annuellement en octobre A+2 pour la période de livraison [Juillet A ; Juin A+1], soit 16 mois après la fin de la période. La valorisation de l'écart en énergie est effectuée au prix de règlement des écarts à partir de la période de livraison [Juillet 2020 ; Juin 2021].

12.3. Proposition de RTE

Compte tenu de l'aspect structurant des évolutions, tant pour les responsables d'équilibre que pour les gestionnaires de réseau, et conformément à des demandes exprimées par certains acteurs lors de la concertation, RTE propose d'inscrire dès maintenant dans le projet de règles MA-RE v10 les évolutions envisagées pour la reconstitution des flux, afin d'apporter la meilleure visibilité possible aux acteurs. Ainsi, la proposition de RTE décline les principes concertés par Enedis dans le cadre du Comité de Gouvernance du Profilage et partagés au sein du GT « Evolutions des règles MA-RE ».

A noter que les modifications du chapitre F de la section 2 des règles MA-RE relatives à cette évolution, concertées dans le cadre du Comité de Gouvernance du Profilage (CGP), seront mises en consultation par Enedis conformément aux dispositions décrites dans le Chapitre B.5.3 de la section 2 des règles MA-RE en vigueur.

Points structurants issus de la concertation en Comité de Gouvernance du Profilage

Le système cible de reconstitution des flux s'appuie sur les principes suivants :

- Utiliser les relevés quotidiens d'énergie, pour l'allocation des énergies aux RE y compris le RE des pertes ;
- Fusionner les processus écarts et réconciliation temporelle en un processus unique dit écarts, en :
  - supprimant la réconciliation temporelle, ce qui permet d'anticiper le dénouement financier lié à la reconstitution des flux qui sera clôturé en M+12 ;
  - faisant évoluer les modalités de calcul du processus écarts, de façon à intégrer les calculs aujourd'hui fait pour la réconciliation temporelle ;
  - intégrant le résidu national dans le BGC utilisé pour le calcul d'écart RE, de façon à simplifier la facturation des RE.

La trajectoire proposée, issue de la concertation, contient plusieurs étapes :

1) juillet 2023 : utilisation des énergies quotidiennes par Enedis
2) janvier 2025 : fusion des processus écarts et réconciliation temporelle pour la reconstitution des flux en un processus unique écarts
   - prolongation de la possibilité pour un GRD d'utiliser les dispositions simplifiées décrites au chapitre B.1.2.3 de la section 2 des règles MA-RE jusqu'à 2 ans après l'échéance de fin de déploiement des compteurs communicants pour ce GRD (délai additionnel nécessaire à la mise en œuvre de l'exploitation des données quotidiennes par les GRD)

   - utilisation des énergies quotidiennes par les GRD n'utilisant pas les dispositions simplifiées
3) à la fin de l'utilisation des dispositions simplifiées : utilisation des énergies quotidiennes par l'ensemble des GRD

Déclinaison dans le projet de règles MA-RE v10

Le projet de règles introduit la date O qui correspond à la date de bascule pour la fusion des processus écarts et réconciliation temporelle. La reconstitution des flux s'effectuera suivant les modalités suivantes :

- Avant la date O : un processus écarts (Section 2 - Article C.13.1 du projet de règles), suivi d'un processus pour la réconciliation temporelle (Section 2 - Article C.16 du projet de règles);
- A compter de la date O : un processus unique écarts (Section 2 - Article C.13.2 du projet de règles).

A noter que suite à la concertation menée en CGP et en GT « Evolution des règles MA-RE », il est prévu de synchroniser la fusion des processus de reconstitution des flux (date O) avec le passage du pas de règlement des écarts à 15 minutes (date L), prévu en janvier 2025. Lors de l'appel à contributions, cette synchronisation a été considérée par la majorité des répondants comme le meilleur compromis.

Cela a pour conséquence un raccourcissement de la période sur laquelle portera la dernière réconciliation temporelle, entre le 1er juillet précédant la date O et la date O. Les calculs effectués ainsi que les échéances seront adaptés en cohérence avec cette date. Ainsi, si la date O est le 1er janvier 2025, la dernière réconciliation temporelle portera sur la période de juillet à décembre 2024 et sera dénouée en avril 2026.

Proposition de RTE pour le nouveau processus unique écarts à partir de la date O :

Le cadre général et les échéances liées au calcul des écarts sont inchangés :

- Les calculs de reconstitution des flux, du samedi au vendredi suivant, sont réalisés en S+1 avec des rejeux en M+1, M+3, M+6 et M+12, sur la base des mêmes échéances pour les échanges de données RTE-GRD ;
- La facturation par RTE des écarts aux RE porte, comme aujourd'hui, sur des périodes mensuelles avec une première facture en M+1 et des régularisations en M+3, M+6 et M+12 pour tenir compte de données correctives. Une publication de l'écart prévisionnel hebdomadaire est effectuée en S+1 ;

A noter que lors de la concertation, les acteurs ont été interrogés sur la possibilité à terme de supprimer certaines échéances. Il est apparu qu'un certain de nombre de prérequis (e.g. qualité des relèves notamment) sont nécessaires et cela devra être précisé dans le cadre de la concertation. Ce point pourra être instruit en vue d'une version ultérieure des règles MA-RE.

Les calculs effectués par RTE sont en revanche modifiés, les étapes du nouveau processus proposé étant basées sur celles actuellement effectuées pour la réconciliation temporelle, déclinées au pas jour et non plus au pas annuel.

Les différentes étapes de calcul du processus unique écarts décrites dans l'article C.13.2 sont explicitées ci-après :

- ***Etape 1 :*** *Correction des courbes de charge des pertes par GRD (qui portent les incertitudes de modélisation à la maille jour)*

A l'instar du bouclage sur une période annuelle lors de la réconciliation temporelle, dans le processus cible, RTE détermine les pertes par GRD par bouclage sur une période journalière.

Pour ce faire, pour chaque GRD, RTE calcule dans un premier temps l'énergie journalière à affecter aux pertes, par différence entre injection et soutirage sur son réseau (différence entre les mesures aux bornes de son réseau et la somme des courbes transmises par les GRD, en neutralisant des corrections effectuées pour les sites télérelevés au modèle corrigé).

RTE calcule ensuite le coefficient de normalisation des pertes journalier du GRD (constante par jour et par GRD), qui est utilisé pour recaler la courbe de charge des pertes du GRD sur le bon volume d'énergie journalier et obtenir la courbe de charge des pertes définitive du GRD.

Le coefficient de normalisation des pertes étant constant par jour, la forme de la courbe de charge des pertes définitive n'est pas modifiée par RTE.

A noter que pour le cas particulier du RE bouclant dans le cas de l'utilisation des dispositions simplifiées :

- La courbe de charge de consommation télérelevée du RE bouclant étant calculée par bouclage, le coefficient de normalisation des pertes calculé par RTE est théoriquement égal à 1 par construction.
- La courbe de charge des pertes définitive correspond à la courbe de charge des pertes transmise par le GRD à RTE. L'incertitude est portée par le RE bouclant.

- ***Etape 2 :*** *Correction des courbes de charge de consommation estimée par RE-GRD (qui portent l'incertitude infra journalière)*

La consommation estimée des RE transmise par les GRD est modélisée par profilage et réputée exacte en énergie au pas jour grâce aux relèves quotidiennes. Basée sur des profils établis de façon à modéliser le comportement moyen d'un groupe d'utilisateur donné, en application du chapitre F des règles MA-RE, elle est corrigée par RTE lors de la reconstitution de flux pour lui affecter l'incertitude résiduelle de forme infra-journalière par pas de règlement des écarts (comme vu plus haut, l'incertitude journalière est portée par les pertes).

Pour ce faire, RTE procède en plusieurs sous-étapes :

- RTE commence par appliquer à la courbe de charge de consommation estimée par RE-GRD les activations liées à des mécanismes de marché (ajustements, effacements, flexibilités locales et services systèmes), de façon à ce que le profil soit en phase avec la réalité de la consommation.
- Au moyen de l'écart national de profilage et du coefficient de calage national, RTE effectue ensuite un calage spatial des consommations estimées par RE-GRD : l'écart national de profilage est affecté à l'ensemble de la communauté des RE.
- Cette opération ayant conduit à modifier le volume d'énergie quotidien de la

consommation estimée par RE-GRD, RTE normalise ensuite la courbe de charge obtenue au moyen du coefficient de normalisation de consommation du RE, de façon à retrouver le volume d'énergie quotidienne initialement transmis par le GRD et réputé exact car issu de relève. Cette étape est à l'origine du résidu national.

- Enfin, RTE corrige la courbe de charge des activations liées à des mécanismes de marché (ajustement, effacement, flexibilités locales et services systèmes), qui ne sont pas de la responsabilité des RE, de façon à obtenir la courbe de charge de consommation estimée définitive par RE et GRD.

- ***Etape 3 :*** *Calcul du résidu à affecter par RE*

Comme évoqué plus haut, suite à l'étape de normalisation de la consommation estimée par RE, la consommation estimée de la communauté des RE ne capte pas l'intégralité de l'écart national de profilage. Le delta est appelé résidu national.

Par construction, ce résidu est nul à la maille journalière (de la même façon que le résidu financier de la réconciliation temporelle actuelle est nul à la maille annuelle). Du fait de la normalisation des pertes à la maille jour, au niveau national, l'énergie quotidienne de la consommation estimée n'est pas impactée par les étapes de calage et normalisation (ainsi pour chaque jour : Energie Conso estimée nationale = Energie Conso corrigée calée nationale = Energie corrigée calée normalisée nationale).

RTE répartit ensuite le résidu national au prorata de la consommation estimée de chaque RE.

- ***Etape 4 :*** *Calcul du BGC par RE*

Sur la base des courbes de charge des pertes et des consommations établies précédemment, RTE calcule le Bilan Global de Consommation par RE, comme la somme des BGC par RE-GRD et de la part du résidu national affectée au RE. Le BGC par RE est ensuite intégré au calcul de l'écart du RE, comme pour le processus écarts actuel.

L'intégration du résidu national dans les BGC utilisés pour le calcul d'écart a deux conséquences :

- Il n'y a plus de facturation séparée aux RE du résidu national, étant donnée qu'il est intégré à l'écart RE ;
- La valorisation du résidu, au travers de l'écart RE, devient par construction effectuée au prix de règlement des écarts (et non plus au prix spot comme dans le processus de réconciliation temporelle actuel).

13. AUTRES EVOLUTIONS

13.1. Evolutions des définitions

13.1.1. Ajout, suppression et mise à jour de définitions

L'ensemble des définitions ajoutées, supprimées ou mises à jour sont recensées dans les tableaux ci-dessous :

Section	*Définitions ajoutées*
Section 1	• Bilan de Réserve • Plateforme TERRE • Réconciliation Temporelle
Section 1 et 2	• Flexibilité Locale • Pas de Règlement des Ecarts
Section 2	• Chronique • Pas Quart d'Heure, PQH ou Pas 15 Minutes • Reconstitution des Flux

Section	*Définitions supprimées*
Section 2	• Volume d'Energie Journalier • Volume d'Energie Journalier Autorisé

Section	*Définitions mises à jour*
Section 1	• Barème Forfaitaire • Chronique • Défaillance d'une EDA • Dispositions Générales • Fourniture Déclarée (ou Bloc) • GIPSE • Marge Disponible • Offre d'Ajustement Standard de RR ou Offre Standard de RR • Pas Quart d'Heure, PQH ou Pas 15 Minutes • TOPASE
Section 1 et 2	• Contrat de Prestations Annexes • Contrat de Service de Décompte • Courbe de charge ou CdC • Courbe de Charge Estimée ou CdC_{estim} • Ecart • Fournisseur d'Electricité ou Fournisseur • GRD de rang 2 • Offre d'Ajustement ou Offre • Pas Demi-Horaire, PDH ou Pas 30 Minutes • Poste Source • Réseau Public de Transport d'Electricité ou RPT
Section 2	• Bloc • Consommation Ajustée

	• Données de Comptage • Pas de Mesure (ou Période d'Intégration) • Profil • Profilage de la consommation ou de la production ou Profilage • Programme d'Echange de Blocs (PEB)

13.1.2. Réagencement des définitions

L'ensemble des définitions déplacées, mais non amendées, afin de rétablir un classement par ordre alphabétique sont recensées dans le tableau ci-dessous :

Section	*Définitions déplacées*
Section 1	• Automate Réseau • Auxiliaires • Capacité d'Ajustement • Contrat Intégré • Contrat d'Interruptibilité • Courbe de Mesure • Délai de Préparation ou DP • Gestionnaire de Réseau • Gestionnaire de Réseau de Distribution ou GRD • Gestionnaire de Réseau de Transport ou GRT • GIPSE • Gradient à la Baisse • Heure ou H • Modèle de Versement • Offre à la Baisse • Offre à la Hausse • Offre Complémentaire • Offre Exceptionnelle • Pas 5 Minutes • Pas Quart d'Heure • Point d'Echange • Prix d'Offre • Programme d'Appel Agrégé • Puissance Maximale Offerte • Règles • Volume Attendu Effectif (VAe) d'une EDA
Section 2	• $Bilan_{achats}$ • Contrat GRD-Acheteur (ou Contrat GRD-A) • NEMO • Nouvelle Interconnexion Dérogatoire (NID) • Pas 5 Minutes • Responsable d'Equilibre ou RE • Semaine ou S • Service d'Echange de Blocs • Site de Soutirage Profilé • Soutirage

13.2. Ajout d'un article récapitulatif sur les dates de bascules

Afin de faciliter la lecture des règles MA-RE et à l'instar des règles NEBEF, il est proposé d'ajouter l'article 2.4 dans la section 1 du projet de règles MA-RE v10, ainsi que l'article B.4 dans la section 2. Ces articles reprennent l'ensemble des dates de bascule à compter desquelles des modalités entreront en vigueur de manière différée à la date d'entrée en vigueur de la version des règles qui les mentionne. En outre, RTE propose d'y mentionner les articles qui abordent ces dates et d'y insérer des renvois automatiques.

13.3. Evolutions relatives au calcul du volume réalisé

13.3.1. Suppression d'un envoi des courbes de charges à la maille agrégée pour les sites injection RPD et soutirage télérelevés

Dans un esprit d'harmonisation avec les règles NEBEF et en accord avec l'ADEeF, RTE propose de supprimer la possibilité que les courbes de charge soient envoyées à une maille agrégée pour les sites injection RPD et soutirage télérelevés (cf. article 4.5.2.1.2.1).

13.3.2. Précision sur le volume réalisé pour une EDA Point d'Echange

Dans un esprit de simplification, RTE propose de supprimer l'article 4.5.3 de la section 1 des règles MA-RE en vigueur. Cet article renvoyait à deux cas particuliers applicables au calcul du volume réalisé suite à l'activation d'offres émanant d'une EDA point d'échange. Néanmoins, RTE souhaite parfaire la rédaction de ces modalités dans le cadre des règles MA-RE. En effet, pour ce type d'EDA, l'écart d'ajustement est simplement de zéro du fait du processus de fonctionnement des EDA point d'échange. Par conséquent, RTE propose d'indiquer cette particularité dans le nouvel article 4.6.5.2.

13.3.3. Suppression des critères d'erreur sur les dépassements extrêmes dans le cadre des homologations MA pour les méthodes par prévision et par historique

RTE propose de supprimer les critères d'erreur sur les dépassements extrêmes dans le cadre des homologations MA pour le contrôle du réalisé pour les méthodes par prévision et par historique.

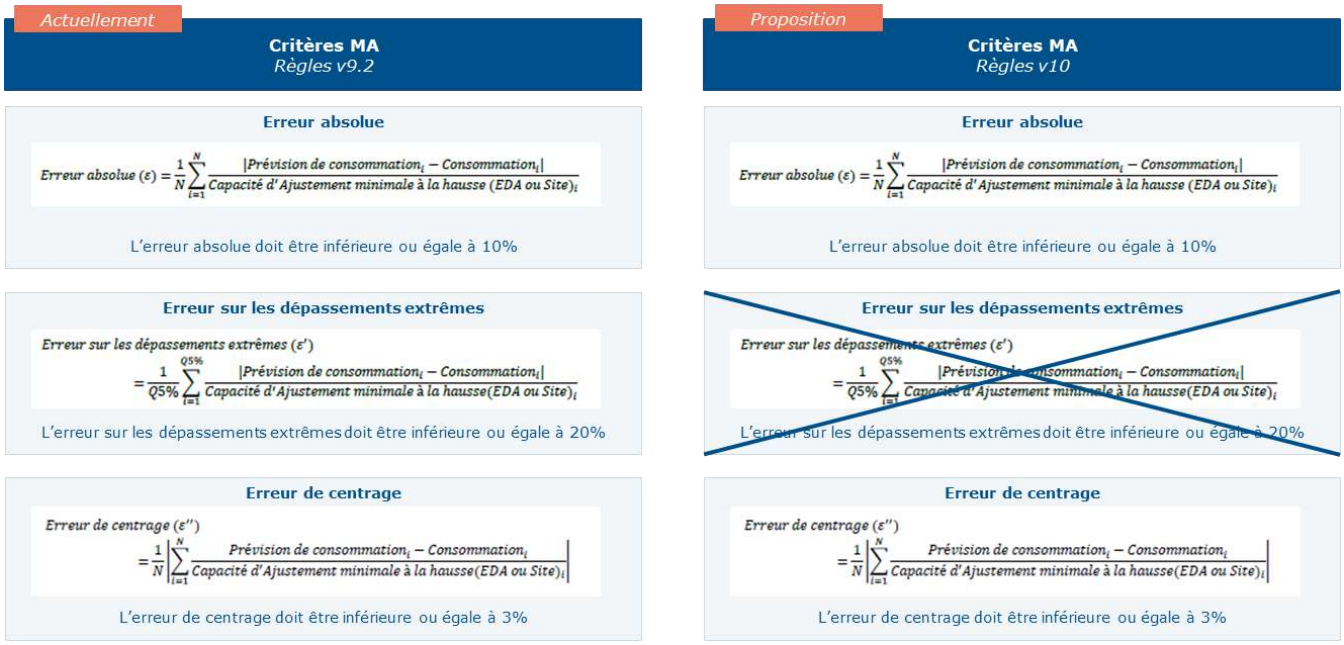


Figure 5 : Méthode par prévision de consommation

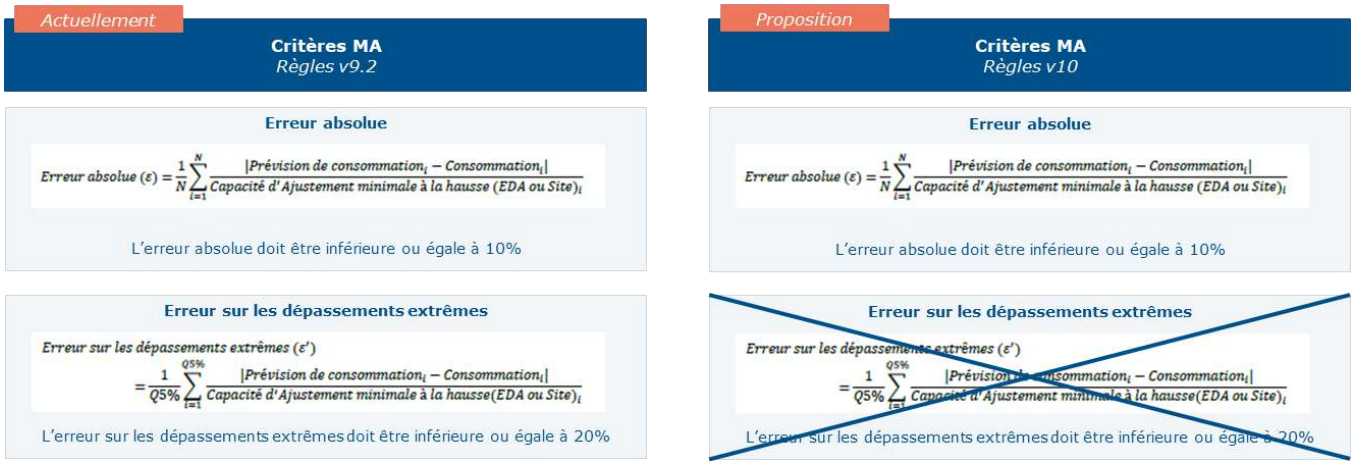


Figure 6 : Méthode par historique de consommation

13.4. Clarification sur le calcul du critère de défaillance

Il est à noter que RTE ne calcule le critère de défaillance qu'en cas d'ajustement. Concrètement, le prérequis est de vérifier que VAe ou VAt est non nul sur au moins un pas 5 minutes du pas de règlement des écarts. Si au moins un de ces deux volumes est non nul, alors l'acteur peut se voir appliquer des pénalités.

RTE propose de clarifier le calcul du critère de défaillance dans le cas où le volume attendu théorique est non nul mais que le volume attendu effectif est nul sur au moins un pas 5 min du pas de règlement des écarts. Pour cela, RTE propose de reformuler le critère en incluant le cas où $\sum VAe = 0$, pour que RTE puisse calculer le critère de défaillance même si VAe est nul (mais que VAt est non nul).

13.5. Précision sur le traitement des GDP non constitutifs d'EDA dans le cas d'une Indisponibilité Non Programmée du Réseau Public de Transport

Suite à une remarque d'un acteur lors de la consultation sur la précédente version des règles MA-RE, RTE propose d'aligner le traitement des GDP non constitutifs d'EDA avec celui des GDP constitutifs d'EDA pour laquelle aucune offre spécifique d'ajustement n'a été soumise s'agissant du traitement des indisponibilités non programmées du réseau amont avec responsabilité financière de RTE.

Ainsi, les GDP non constitutifs d'EDA seront également traités comme des moyens non offerts. Par rapport à la situation actuelle, cela fait évoluer le prix auquel ces GDP peuvent être indemnisés.

Dans la situation actuelle, en cas d'activation :

- A la baisse, l'indemnisation se fait à prix nul
- A la hausse, l'indemnisation se fait au prix spot de référence.

Avec la modification proposée, cette indemnisation se fera :

- A la baisse, au minimum entre 0 et le PME ;
- A la hausse, au maximum entre le prix spot de référence et le PME.

13.6. Abandon du dispositif d'annulation automatique de PEB

13.6.1. Contexte et cadre réglementaire

Préalablement à l'introduction de l'article C.6 de la section 2 des règles MA-RE, qui permet la suspension rapide d'un responsable d'équilibre lorsque son encours dépasse un certain montant autorisé, un dispositif de sécurisation financière avait été introduit dans la section 2 des règles MA-RE et intégré dans les contrôles de validation des Programmes d'Echange de Blocs (PEB).

Le module qui réalise ce contrôle aurait permis de bloquer les PEB d'un RE qui aurait dépassé son Volume d'Energie Journalier Autorisé (VEJA). Ce volume est défini dans la section 2 des règles MA-RE en vigueur, mentionné dans les articles C.4.2 et C.4.3, puis utilisé dans le contrôle de sécurisation financière de l'article C.9.5.

L'article B.14.1 des règles MA-RE en vigueur stipule que RTE pourra décider de la mise en œuvre du dispositif d'annulation automatique de PEB après approbation de la CRE et suite à la réalisation d'un retour d'expérience qui permettrait d'identifier et d'analyser les situations de dépassements du Volume d'Energie Journalier Autorisé (VEJA).

13.6.2. Retour d'expérience

Trois ans après le lancement de l'application assurant le Service d'Echange de Blocs (i.e. service PEB), RTE a réalisé une analyse sur lesdites situations de dépassement du VEJA depuis 2018. Au total, ce sont 408 dépassements qui ont été recensés, lesquels auraient déclenché la suppression automatique des PEB associés si le module avait été effectivement activé.

Toutes ces situations résultent d'un montant inhabituel du VEJA (i.e. valeur nulle) ou potentiellement d'une mauvaise appréciation du périmètre RE liée par exemple à des changements de périmètre en cours. Par conséquent, RTE estime que l'activation de ce module, qui vise à supprimer automatiquement des PEB lorsque le VEJA est dépassé pour un responsable d'équilibre donné, aurait causé des suppressions de PEB injustifiées qui auraient pu dégrader la capacité du RE à équilibrer son périmètre d'équilibre alors que son activité était conforme aux règles.

13.6.3. Proposition de RTE

Etant donné les conclusions obtenues par ce retour d'expérience, et suite à la mise en œuvre de la suspension des RE déclaratifs conformément à l'article C.6, RTE propose donc de supprimer, dans la section 2 des règles MA-RE, le contrôle associé au VEJA ainsi que le module permettant la suppression automatique des PEB. Ceci devrait notamment permettre d'améliorer les performances du service PEB. Plus concrètement, la mention du Volume d'Energie Journalier Autorisé (VEJA), et du contrôle associé, est supprimée de la section 2 des règles MA-RE.

13.7. Rationalisation des annexes de rattachement RE

Dans une logique de simplification, RTE propose de supprimer l'annexe C8, ainsi que sa version dématérialisée C8bis. Cette annexe C8, signée par le site, doit être envoyé à RTE en cas de changement de RE (ou de double rattachement d'un auxiliaire), en même temps qu'une annexe C7. L'annexe C7 étant signée à la fois par le site et le nouveau RE, il peut être considérer que le rattachement lié à la réception de cette annexe entraine de facto le détachement du site de l'ancien RE.

Cette évolution entraine des ajustements rédactionnels dans l'Article C.8.3 de la section 2 ainsi que la renumérotation des annexes C9 à C14.

Sur le plan opérationnel, le processus sera simplifié pour les sites en cas de changement de RE. Il n'y aura pas de changement dans les notifications faites par RTE.

13.8. Nettoyage lié à la mise en œuvre de la RT au PRE pour la section 2

Suite au passage de la réconciliation temporelle (RT) au prix de règlement des écarts (PRE) à compter de juillet 2020, la section 2 des règles MA-RE a été nettoyée des modalités de valorisation de la réconciliation temporelle applicables avant le 30 juin 2020 (articles B.1.2, C.21.3, D.15.2 et surtout C.16 qui a pu être simplifié).

Il est à noter que la section 1 n'a en revanche pas encore pu être nettoyée de cette évolution dans ce projet de règles, car les reversements liés au solde du CAE pour l'année de livraison 2020 n'auront pas encore été réalisés à l'entrée en vigueur prévisionnelle des règles MA-RE v10. Ceci sera réalisé dans la version suivante des règles MA-RE.

13.9. Passage de la prestation annexe « contrat d'achat des pertes » en service de base

La prestation « contrat d'achat des pertes » s'inscrit dans le cadre du dispositif de compensation des pertes de RTE (environ 11 TWh/an) et correspond aux activités réalisées par RTE pour prendre en compte les éléments déclaratifs des responsables d'équilibre au titre des contrats d'achats des pertes. La prestation est actuellement facturée 77€/mois à chaque responsable d'équilibre associé à un fournisseur qualifié pouvant être titulaire de contrats d'achats des pertes RTE. Ce tarif est fixé par délibération de la CRE portant décision en application de l'article L.341-3 du Code de l'énergie.

RTE a saisi en juin 2021 la CRE afin de considérer la prestation non plus comme une prestation annexe, mais comme un service de base à compter de l'entrée en vigueur du présent projet de règles MA-RE v10. En conséquence, sous réserve d'une nouvelle délibération de la CRE, la facturation des frais de gestion associés aux RE concernés n'aurait plus lieu d'être. RTE propose donc de la supprimer du projet de règles. En outre, RTE propose de revoir la rédaction de l'article C.21.2.2.1 de la section 2 des règles MA-RE, de façon à rendre les règles plus robustes à un changement de tarif pour la facturation des frais de gestion associés aux interconnexions et aux PEB.

13.10. Traitement des GRD raccordés exclusivement sur des GRD de rang 2 dans la reconstitution des flux

Les règles MA-RE ne prévoient pas le cas d'un GRD qui ne serait raccordé ni au RPT, ni à un GRD de rang 1.

Suite à l'identification d'un cas opérationnel spécifique (i.e. GRD raccordé uniquement à un GRD de rang 2) qui engendre des problèmes de cohérence dans la reconstitution des flux sur les réseaux respectifs des GRD concernés, RTE propose d'adapter les règles MA-RE pour traiter ce cas.

L'occurrence d'un tel cas étant très faible, et par souci de limiter les impacts, la solution proposée par RTE s'appuie sur les processus existants :

- La définition de GRD de rang 2 est adaptée et élargie aux GRD raccordés sur d'autres GRD de rang 2.
- L'envoi des courbes de charge inter-GRD, prévu dans la section 2 des règles MA-RE, est élargi aux échanges entre GRD de rang 2. Sur le modèle des échanges entre GRD de rang 1, les deux GRD de rang 2 s'accordent alors pour choisir qui notifiera les courbes de charge à RTE.

13.11. Evolutions de forme dans la section 2

Par souci de rationalisation, RTE propose de limiter les doublons rédactionnels entre les différents chapitres de la section 2 des règles MA-RE en renvoyant vers les articles existants :

- modalités de calcul de la courbe de charge du RE bouclant (B.1.2.3 vers Annexe D.3) ;
- modalités de réconciliation temporelle des pertes par GRD (D.10 vers C.16.1.2) ;
- données publiques mises à disposition sur le site internet de RTE pour la reconstitution des flux (D.15.3 vers C.15.4.3 / C.16.2.2).

14. ANNEXE 1 - TABLEAU RECAPITULATIF DES EVOLUTIONS ET DES DATES INDICATIVES DE MISE EN ŒUVRE

Certaines évolutions inscrites dans les règles n'entrent pas en vigueur au même moment que le reste du corpus. En effet, RTE inscrit des évolutions qui pourront entrer en vigueur postérieurement à l'entrée en vigueur proposée du reste du jeu de règles afin d'anticiper les changements et de donner le maximum de visibilité aux acteurs.

Lorsque cela est le cas, RTE indique une date avec une lettre ainsi que le préavis avec lequel cette date sera notifiée. Le tableau ci-dessous permet de compléter avec la meilleure vision « à date » de l'entrée en vigueur de ces différentes évolutions. Cette prévision pourra être réévaluée le cas échéant.

Section	Evolution	Date	Commentaires
Mise en œuvre à une date différente de l'entrée en vigueur des règles			
1	Simultanéité d'une offre d'ajustement activée sur le MA et NEBEF lorsque moins de 10% des Sites de l'EDA appartiennent à l'EDE *Date héritée des règles v8.1*	Date A (section 1)	-
1	Constitution et évolution du périmètre d'ajustement : accord AA-RE non exigible pour la participation des sites de production en obligation d'achat *Date héritée des règles v8.3*	Date B (section 1)	-
1	Possibilité pour une Entité de Réserve de type soutirage d'être composée de plusieurs EDP soutirage (ou EDP si stockage faisant de l'ajustement) *Liée aux règles SSYf v6*	Date C (section 1)	S1 2022
1	Etablissement par le GRD de rang 1 d'un programme d'appel agrégé par filière de production à la maille de chaque transformateur HTA/BT d'un poste source *Date héritée des règles v8.3*	Date D (section 1)	2022
1	Possibilité d'appliquer les méthodes de contrôle du réalisé (prévision et historique) aux EDA Soutirages Profilées *Date héritée des règles v8.3*	Dates E et E' (section 1)	S2 2023
1	Envoi du volume réalisé aux GRD en semaine S+2 pour les Sites de Soutirage RPD au modèle corrigé *Date héritée des règles v9.2*	Date G (section 1)	S1 2023
1	Obligation pour les EDA injection RPD d'envoyer un Programme d'Appel *Date héritée des règles v9.2*	Date I (section 1)	2025

2	Dématérialisation des annexes C7, C8 et C9	Date J (section 2)	S2 2023
1 & 2	Mise en œuvre du pilotage *ex ante* du solde du compte « ajustements-écarts »	Date K' (sections 1 & 2)	Janvier 2023
1 & 2	Passage du Pas de Règlement des Ecarts à quinze (15) minutes	Date L (sections 1 & 2)	Janvier 2025
1	Transmission, par le receveur d'ordre, des Programmes de Marche (PM) pour les ordres spécifiques *Date héritée des règles v9*	Date M' (section 1)	T1 2023
1 & 2	Fusion des processus écart et Réconciliation Temporelle	Date O (sections 1 & 2)	Janvier 2025
1	Passage à 48 guichets de Programmation	Date P (section 1)	Fin 2023
1 & 2	Correction des Périmètres d'Equilibre suite à des activations de Flexibilités Locales	Date Q (sections 1 & 2)	Mars 2023
1	Mise en œuvre du dispositif de suivi de la Qualification d'une EDA *Date héritée des règles v9*	Date R (section 1)	-
1	Symétrisation du critère de défaillance et homogénéisation du calcul du volume défaillant pour le Mécanisme d'Ajustement	Date T' (section 1)	Janvier 2023
1	Evolution des modalités de calcul des volumes commerciaux des offres activées spécifiques *Date héritée des règles v9*	Date V (section 1)	S2 2023

Il convient de noter que, pour réaliser une mise à jour continue des règles MA-RE, les dates suivantes ont été supprimées du projet de règles MA-RE présenté en consultation car elles font références à des entrées en vigueur de modalités ayant déjà eu lieu ou qui auront eu lieu au moment de l'entrée en vigueur de cette version des règles :

- Date F relative à la fonctionnalité offerte aux acteurs via le portail GIPSE ;
- Date K relative à la fin des rattrapages physiques aux frontières synchrones ;
- Date N relative à la transposition de la méthodologie Imbalance Settlement Harmonisation (ISH) pour le calcul du prix de règlement des écarts ;
- Ancienne date P relative à l'évolution des publications ;
- Date S relative à l'étape 2 de l'intégration du stockage au mécanisme d'ajustement ;
- Date X relative à la fin de la période d'exploitation sous contrôle TERRE ;
- Date Z relative à l'évolution des modalités de calcul des marges et des publications associées.