



DELIBERATION N° 2020-084

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 avril 2020 portant approbation des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX et Jean-Laurent LASTELLE, commissaires.

1. CONTEXTE, COMPETENCE ET SAISINE DE LA CRE

1.1 Contexte

RTE équilibre en temps réel la consommation et la production d'électricité en sollicitant, auprès de fournisseurs de services d'équilibrage, des services permettant de moduler la production et/ou la consommation électrique. A cet effet, RTE dispose de différents types de réserves qui peuvent être mobilisées : d'une part, les services système fréquence composés des réserves primaire et secondaire, et, d'autre part, la réserve tertiaire. Alors que les services système fréquence sont des réserves activées automatiquement, les réserves tertiaires sont activées manuellement par RTE à partir d'offres proposées par les « acteurs d'ajustement » sur le marché organisé par RTE à cet effet, le mécanisme d'ajustement.

Les actions d'équilibrage du système menées par RTE proches du temps réel complètent les actions menées par les responsables d'équilibre, qui sont incités financièrement à équilibrer les injections et les soutirages au sein de leur périmètre d'équilibre, jusqu'à une heure avant le temps réel.

Les règles relatives au mécanisme d'ajustement ont évolué en profondeur en 2019, dans le cadre de l'intégration européenne des marchés de l'équilibrage. Plus particulièrement, le cadre de mise en œuvre régional de la plateforme d'échange d'énergie d'équilibrage à partir de réserves tertiaires complémentaires (projet « TERRE » ; ci-après « plateforme d'échange de RR ») a été approuvé par la CRE le 20 décembre 2018¹. La CRE a délibéré sur ces évolutions des règles relatives au mécanisme d'ajustement le 24 juillet 2019².

1.2 Compétence juridique

L'article 18 du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (règlement « Electricity Balancing », ci-après « règlement EB ») prévoit que « pour toutes les zones de programmation d'un Etat membre, les GRT de cet Etat membre élaborent une proposition concernant : les modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage ; les modalités et conditions applicables aux responsables d'équilibre ».

¹ Délibération n° 2018-267 de la Commission de régulation de l'énergie du 20 décembre 2018 portant approbation d'une proposition concernant l'échange d'énergie d'équilibrage à partir de réserves tertiaires complémentaires.

Consultable sur le site de la CRE : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/Echange-d-energie-d-equilibrage-a-partir-de-reserves-tertiaires-complementaires-projet-TERRE>

² Délibération n° 2019-186 de la Commission de régulation de l'énergie du 24 juillet 2019 portant approbation des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre

Consultable sur le site de la CRE : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/Regles-relatives-a-la-programmation-au-mecanisme-d-ajustement-et-au-dispositif-de-responsable-d-equilibre>

L'article 6(3) de ce même règlement prévoit que « les GRT responsables de l'élaboration d'une proposition de modalités et conditions ou de méthodologies, [...] peuvent demander des modifications de ces modalités et conditions ou méthodologies. » Cette proposition est soumise à l'autorité de régulation en application des dispositions de l'article 4(1) du règlement EB. En application des dispositions de l'article 5(4)(c) du règlement EB, l'autorité de régulation est compétente pour approuver cette proposition.

L'article L. 321-10 du code de l'énergie dispose, par ailleurs, que « les règles de présentation des programmes et des propositions d'ajustement et les critères de choix entre les propositions d'ajustement [...] sont approuvés par la Commission de régulation de l'énergie ». L'article L. 321-14 du même code dispose que « les méthodes de calcul des écarts et des compensations financières [...] sont approuvées par la Commission de régulation de l'énergie ».

1.3 Saisine de la CRE

Par courrier reçu le 26 février 2020, RTE, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (GRT), a saisi la Commission de régulation de l'énergie (CRE), en application des dispositions précitées, en vue de l'approbation d'une nouvelle version des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre (ci-après les « Règles »). Cette saisine a été complétée le 9 avril 2020 d'une nouvelle version de la section 1 des Règles, corrigeant une erreur matérielle. La saisine comporte également les propositions d'Enedis concernant l'évolution du chapitre F de la section 2 des Règles traitant des dispositions applicables à l'estimation des courbes de charge.

Cette proposition introduit diverses évolutions de ces dispositifs, et notamment :

- Au 1^{er} juin 2020 :
 - des évolutions permettant la participation des moyens de stockage au mécanisme d'ajustement, conformément aux orientations du rapport de la CRE de septembre 2019 sur le stockage d'électricité en France publié en septembre 2019³
 - des évolutions, complétant les dernières évolutions des Règles approuvées par la délibération de la CRE du 24 juillet 2019, dans la perspective d'utiliser en France la plateforme d'échange de RR ;
 - d'autres évolutions techniques de moindre enjeu ;
- Au 1^{er} juillet 2020 : l'extension du périmètre d'application du profilage dynamique et l'évolution des règles de calcul de la courbe de charge estimée d'un responsable d'équilibre (ci-après « RE ») pour le calcul des écarts.

Afin de préparer l'évolution de ces règles, RTE a mené une concertation avec les acteurs dans le cadre de la Commission d'accès au marché (CAM), instance du comité des clients utilisateurs du réseau de transport d'électricité (CURTE). RTE a notamment mené une consultation publique du 6 novembre 2019 au 13 décembre 2019 à laquelle huit acteurs (ADEeF, Alpiq, CNR, EDF, ElecLink, Enedis, Engie et Total Direct Energie) ont répondu.

Dans le cadre du comité de gouvernance du profilage (CGP), en charge de mener les travaux relatifs au profilage, Enedis a mené un travail préalable de concertation des acteurs sur les évolutions envisagées. Le projet d'évolution du chapitre F a été soumis à la consultation formelle des membres du CGP du 29 novembre 2019 au 19 décembre 2019. Huit acteurs (Alpiq, EDF, Engie, RTE, Strasbourg Electricité Réseaux, SRD, Total Direct Energie et URM) ont répondu à la consultation.

Le dossier soumis à la CRE comprend :

- le rapport d'accompagnement de la saisine exposant les principales évolutions proposées, les retours des acteurs aux consultations et les réponses apportées par RTE et Enedis ;
- le projet de Règles soumis à la CRE pour approbation.

³ <https://www.cre.fr/Actualites/La-CRE-publie-sa-feuille-de-route-pour-le-stockage-de-l-electricite>

2. EVOLUTION DES REGLES PROPOSEES PAR RTE

2.1 Participation du stockage au mécanisme d'ajustement

2.1.1 Proposition de RTE

Les règles actuelles ne traitent pas spécifiquement le cas des installations de stockage, qui peuvent à la fois injecter et soutirer sur les réseaux. RTE propose des évolutions des règles visant à prendre en compte les spécificités de ces installations, en plusieurs étapes.

Première étape (MA-RE V9.1 – 2020)

La première étape proposée par RTE, dès l'entrée en vigueur des règles, n'implique pas d'évolution dans le corps des règles, mais précise dans les définitions que les installations de stockage peuvent être assimilées soit à des sites d'injection, soit à des sites de soutirage. Cette évolution clarifie le statut de ces installations mais ne permet qu'une participation partielle au mécanisme d'ajustement : notamment, un ajustement ne peut pas conduire une installation de stockage à passer d'une situation d'injection nette à une situation de soutirage nette et vice-versa, mais seulement à faire varier son niveau d'injection ou son niveau de soutirage par rapport au niveau programmé.

Deuxième étape (estimée au second semestre 2021)

Dans la deuxième étape, proposée par RTE à partir d'une date qui sera notifiée par la suite (estimée par RTE au second semestre 2021), les installations de stockage pourront pleinement valoriser leurs capacités d'injection et de soutirage, y compris au travers d'ajustements qui conduisent à passer d'une injection à un soutirage ou d'un soutirage à une injection.

Dans cette étape, RTE propose d'appliquer aux installations de stockage participant au mécanisme d'ajustement des obligations similaires à celles s'appliquant aux sites d'injection concernant la mesure de la courbe de charge, la transmission des programmes d'appel, des offres d'ajustement et des programmes de marche, et le contrôle et la valorisation des ajustements.

Troisième étape (échéance à définir)

Les possibilités d'agrégation des moyens de stockage seront limitées dans la deuxième étape aux unités de stockage appartenant à une même installation, avec des exceptions possibles. Les installations de stockage considérées sont par ailleurs des installations indépendantes, soit raccordées directement aux réseaux, soit disposant d'un contrat de décompte avec le site d'injection ou de soutirage auquel elles sont raccordées. L'agrégation avec des moyens d'injection ou de soutirage n'est pas possible. RTE propose de l'étudier pour la troisième étape de l'intégration du stockage au mécanisme d'ajustement. Cette étape ne fait pas l'objet de propositions de règles ni de calendrier à ce stade.

RTE rappelle toutefois, que la mise en œuvre de cette étape nécessitera des travaux importants qui ne doivent pas remettre en cause les priorités de développement des mécanismes d'équilibrage déjà identifiées et en cours d'élaboration (intégration européenne, constitution des réserves par appels d'offres), dans la mesure où ces évolutions sont elles-mêmes de nature à contribuer à favoriser la participation du stockage à l'équilibrage.

2.1.2 Position des acteurs

Les acteurs sont favorables à une meilleure intégration des entités de stockage au mécanisme d'ajustement. Ils ont donc accueilli positivement les évolutions des règles du mécanisme d'ajustement proposées par RTE au travers des étapes successives présentées précédemment.

Toutefois, de nombreux acteurs estiment que la première étape proposée par RTE, mise en place dès la présente évolution des Règles, aura un impact limité. Si la deuxième étape est jugée importante, les acteurs n'envisagent pas de cas d'application avant la troisième étape qui permettra d'associer des installations de stockage avec des installations de soutirage ou d'injection.

Les acteurs ont souligné à ce titre leur besoin de visibilité sur la date d'application des prochaines étapes afin de s'y préparer au mieux.

Certains acteurs ont rappelé qu'une capacité importante de batteries devait être installée en 2021 et 2022, notamment au vu des résultats des appels d'offres long terme du mécanisme de capacité, et que le mécanisme d'ajustement est l'un des marchés possibles pour valoriser leurs engagements au titre du mécanisme de capacité. Ils craignent donc de manquer de possibilités pour valoriser leurs batteries si le mécanisme d'ajustement ne leur permet pas d'y participer à ces échéances.

Par ailleurs, certains acteurs ont fait remarquer que des entités de type injection ou soutirage devraient pouvoir bénéficier de la deuxième étape, prévue pour les entités de stockage, pour valoriser l'intégralité de leurs capacités y compris au travers d'ajustements inversant le flux de puissance du site (à l'aide de moyens d'injection raccordés

sur un site de soutirage ou de moyens de soutirage sur un site d'injection). Ils demandent donc que les dispositions proposées pour la deuxième étape soient étendues à l'ensemble des sites.

Enfin, un acteur a rappelé que les évolutions des Règles proposées par RTE ne concernent que le stockage stationnaire, alors que les premiers cas d'usage incluant du stockage non stationnaire pourraient apparaître rapidement. Cet acteur demande donc à RTE de réfléchir à l'insertion de ce type de stockage dans les mécanismes de marché existant.

2.1.3 Analyse de la CRE

La CRE partage la volonté des acteurs de marché de permettre aux installations de stockage d'électricité, qui sont un élément essentiel de la transition énergétique, de participer au mécanisme d'ajustement dans les meilleurs délais.

A ce titre, elle accueille favorablement les propositions de RTE qui permettront, à terme, aux capacités de stockage de participer au mécanisme d'ajustement et à la plateforme de RR. Le séquençage en plusieurs étapes permet de procéder à des évolutions de manière graduelle et donne une certaine visibilité aux acteurs sur les futures évolutions des règles, au moins en ce qui concerne la deuxième étape proposée par RTE.

Néanmoins, la CRE estime que le calendrier proposé par RTE pour les deuxième et troisième étapes doit être précisé rapidement, en recherchant des échéances aussi rapprochées que possible.

La CRE considère qu'au vu du volume d'évolutions des mécanismes de marché dans les prochaines années, un équilibre devra être trouvé entre les besoins exprimés par les acteurs pour le stockage, les possibilités de valorisation offertes sur les autres mécanismes et l'ensemble des travaux de concertation et d'évolution des systèmes d'information actuellement engagés pour développer et intégrer les mécanismes d'équilibrage (intégration européenne, constitution des réserves par appels d'offres).

La CRE estime par ailleurs que les évolutions des règles liées à l'intégration du stockage devront bénéficier à toutes les entités participant au mécanisme d'ajustement quand cela est pertinent.

La CRE demande donc à RTE de mettre en œuvre la deuxième étape pour le 4^{ème} trimestre 2021 au plus tard et de poursuivre les concertations avec les acteurs en 2020. En particulier :

- pour la deuxième étape, la CRE demande à RTE d'étudier, lors de cette concertation, la possibilité que les sites d'injection et de soutirage puissent, comme les installations de stockage, valoriser sur le mécanisme d'ajustement une inversion de leur flux de puissance (par exemple, un site de soutirage pouvant injecter de la puissance grâce à de l'injection raccordée à ce site), dès la date de mise en œuvre de cette étape au plus tard, soit au 4^{ème} trimestre 2021 ;
- pour la troisième étape, la CRE demande à RTE de proposer un calendrier prenant en compte les priorités des acteurs pour l'intégration du stockage sur les différents mécanismes d'équilibrage.

Enfin, la CRE demande à RTE d'étudier, en concertation avec les acteurs, l'intégration du stockage non stationnaire au mécanisme d'ajustement et, le cas échéant, le calendrier associé.

2.2 Evolutions liées à la mise en œuvre de la plateforme d'échange de RR

2.2.1 Proposition de RTE

La plateforme d'échange de RR permet aux GRT participants d'échanger de l'énergie de RR, en fonction des offres et des capacités d'échange disponibles aux interconnexions, ainsi que de la demande de chaque GRT. La plateforme d'échange de RR est opérationnelle depuis le 6 janvier 2020, avec la connexion du GRT de République tchèque, CEPS, puis du GRT espagnol, REE, le 3 mars 2020. Dans sa délibération du 26 septembre 2019 susmentionnée, la CRE a accordé à RTE une dérogation visant à proroger d'au plus un an le délai imparti pour l'utilisation effective de la plateforme, soit au plus tard le 15 janvier 2021.

La date prévisionnelle d'utilisation de la plateforme par RTE, initialement envisagée en juillet 2020, a été décalée du fait des mesures prises dans le cadre de la crise sanitaire actuelle⁴. RTE prévoit cependant d'utiliser la plateforme d'ici la fin de l'année 2020 et poursuit l'organisation de sessions de tests en conditions réelles avec les acteurs d'ajustement. La date définitive de connexion de RTE à la plateforme sera précisée dans les meilleurs délais.

⁴ Ce décalage a été annoncé aux acteurs le 31/03/2020

Modalités liées à la période d'exploitation sous contrôle

Lors de sa connexion à la plateforme, RTE envisage une phase dite « d'exploitation sous contrôle » pendant laquelle RTE n'utilisera effectivement la plateforme (envoi des offres standard de RR, de sa demande, et des capacités disponibles pour les échanges aux interconnexions, puis activation des offres sélectionnées par la plateforme) que sur un nombre d'heures limitées.

La période d'exploitation sous contrôle débute à partir de la participation de RTE à la plateforme d'échange de RR (date à définir au second semestre 2020) et se prolonge jusqu'à une date qui sera notifiée ultérieurement, et qui était initialement prévue en janvier 2021.

Durant cette période, des modalités spécifiques concernant notamment la valorisation des offres activées et le calcul des défaillances pourraient être mises en œuvre.

Expérimentation relative aux offres conduisant à une perte de services système

Les règles actuelles prévoient que l'activation d'une offre standard de RR ne doit pas conduire à une réduction de la participation de l'entité concernée aux services système fréquence. Contrairement à l'activation des offres par la plateforme de RR, RTE, maîtrisant l'impact de ses ajustements spécifiques sur la fourniture totale de services système, peut appeler des offres spécifiques qui conduisent à une baisse de la participation aux services système, puis éventuellement reconstruire cette capacité par d'autres activations d'offres spécifiques. Il est notamment important de connaître l'impact des ajustements à la baisse sur des groupes hydroélectriques, qui perdent alors en général une partie de leur capacité à fournir des services système.

A terme, RTE propose de permettre la participation à la plateforme de RR de moyens engagés en services système, afin d'augmenter le gisement des offres qui peuvent être activées sur la plateforme de RR. Ce fonctionnement suppose cependant d'être en mesure de suivre précisément la capacité de services système perdue en cas d'activation des offres standard déposées, et la capacité pouvant être reconstituée sur d'autres moyens avant le temps réel. Avant de mettre en place ce fonctionnement cible, RTE propose des modalités transitoires simplifiées.

Les modalités transitoires proposées par RTE visent à permettre le dépôt d'offres standard de RR dégradant la fourniture de services système seulement pour les entités pour lesquelles l'activation d'offres d'ajustement conduit systématiquement à réduire leur participation aux services système, par opposition aux entités pour lesquelles la perte de services système dépend du volume d'offre activé. La capacité totale de services système pouvant être perdue pour un acteur donné sera par ailleurs communiquée à l'acteur par RTE, et pourra être mise à jour à tout moment.

Offres sur des entités engagées pour des réserves tertiaires contractualisées

Les entités d'ajustement engagées en réserves tertiaires contractualisées peuvent déposer des offres standard de RR. Cependant, en application des règles actuelles, RTE peut limiter la participation effective de ces entités en désignant les offres standard correspondantes comme non disponibles pour l'activation par d'autres GRT sur la plateforme de RR.

RTE propose que les acteurs engagés pour des réserves tertiaires contractualisées ne puissent pas soumettre d'offres standard de RR qui, si elles sont activées, conduisent à remettre en cause leur engagement sur le reste de la journée.

2.2.2 Position des acteurs

Modalités liées à la période d'exploitation sous contrôle

Plusieurs acteurs se sont inquiétés des modalités de valorisation des offres d'ajustement et de calcul des défaillances, en particulier pendant la période d'exploitation sous contrôle. Ces acteurs craignent de ne pas avoir une visibilité suffisante sur la performance de leurs activations et soulignent le risque financier associé lié aux pénalités qui pourraient en découler, qui serait accentué par une notification tardive de leurs défaillances.

Un acteur a proposé de fixer un montant maximum de pénalités sur cette période pour ne pas trop pénaliser les acteurs défaillants n'ayant pas pu adapter leur fonctionnement faute d'informations assez rapides sur leurs défaillances.

Expérimentation relative aux offres conduisant à une perte de services système

Un acteur a fait valoir l'intérêt de l'évolution proposée par RTE concernant la participation d'entités d'ajustement qui peuvent seulement déposer des offres d'ajustement conduisant à la dégradation de la fourniture de services système. Cet acteur souligne l'impact positif de ces dispositions sur la quantité d'offres qui pourront être déposées sur la plateforme de RR puisque, sans une telle mesure, aucun groupe hydraulique n'aurait pu participer à la plateforme.

Un autre acteur a cependant jugé que cette proposition n'était pas équitable puisqu'elle ne s'applique qu'à certaines entités d'ajustement (essentiellement la production hydraulique) alors que d'autres entités d'ajustement pourraient utilement en bénéficier. En effet, si certains moyens de production ont la possibilité de faire des offres à la baisse sans diminuer leur participation aux services système, cette contrainte limite fortement les évolutions de puissance qu'ils peuvent réaliser et donc les offres qu'ils peuvent proposer sur la plateforme de RR. Cet acteur souhaite donc que ces modalités s'appliquent soit à l'ensemble des entités d'ajustement sans condition sur les contraintes techniques, soit à aucune.

2.2.3 Analyse de la CRE

Modalités liées à la période d'exploitation sous contrôle

La CRE prend note du décalage de la connexion de RTE à la plateforme TERRE, dû au contexte exceptionnel lié à la crise sanitaire actuelle. La CRE invite RTE à poursuivre ses efforts pour réaliser cette connexion dans le délai prévu par la dérogation octroyée dans sa délibération du 26 septembre 2019 susmentionnée soit avant le 15 janvier 2021, et à fournir aux acteurs la meilleure visibilité possible sur la date et les modalités de cette connexion.

La CRE demande à RTE de fournir aux acteurs, en particulier durant la période d'exploitation sous contrôle, suffisamment d'informations sur leurs activations pour qu'ils puissent ajuster leur fonctionnement au nouveau contrôle du réalisé si besoin.

Expérimentation relative aux offres conduisant à une perte de services système

L'expérimentation proposée par RTE ne concerne en l'état qu'un sous-ensemble des entités d'ajustement, essentiellement la production hydraulique. La CRE estime que cette situation n'est pas satisfaisante et ne saurait être que transitoire.

A terme, toutes les entités d'ajustement devront avoir la possibilité de déposer des offres conduisant à la dégradation de la fourniture des services système, dans des conditions équivalentes. RTE devra donc notamment être en mesure de déterminer le volume de services système pouvant être reconstitué au périmètre de chaque acteur ou au périmètre de l'ensemble des acteurs. Les offres standard de RR qui conduisent à la dégradation des services système pourront par ailleurs être identifiées, et le cas échéant filtrées sur la plateforme de RR, en tenant compte de leur prix, si leur volume excède le volume pouvant être reconstitué par RTE. Les modalités précises du fonctionnement cible devront être déterminées en concertation avec les acteurs et en prenant en compte le bilan de l'expérimentation.

La CRE considère toutefois que l'expérimentation proposée par RTE permettra d'augmenter les volumes d'offres déposées sur la plateforme d'échange de RR et qu'elle s'applique à des moyens de production ne pouvant pas faire varier leur production sans perdre leur capacité de fournir des services système, qui sont donc dans une situation spécifique et n'auraient pas pu participer à la plateforme sans cette expérimentation. Par ailleurs, la CRE rappelle que les entités qui ne sont pas concernées par l'expérimentation ont la possibilité de proposer des offres sur la plateforme d'échange de RR, dans la limite des offres qui si elles sont activées ne conduisent pas à réduire la fourniture des services système. En conséquence, la CRE est favorable à la proposition de RTE.

Afin de limiter la durée d'application du dispositif transitoire, la CRE demande à RTE de poursuivre la concertation concernant la solution cible durant le second semestre 2020, pour une mise en application de la solution au plus tard au 1^{er} trimestre 2022.

Offres sur des entités engagées pour des réserves tertiaires contractualisées

La CRE est favorable à la proposition dans les règles qui permet d'augmenter le gisement sur la plateforme de RR, en évitant un filtrage systématique de toutes les offres déposées qui remplissent un engagement en réserves tertiaires contractualisées. La CRE invite cependant RTE à préciser l'appréciation de ce critère, concernant notamment les offres disposant d'un stock d'énergie limité, dans de futures règles relatives à la contractualisation des réserves rapides et complémentaires, soumises à l'approbation de la CRE.

2.3 Extension du périmètre d'application du profilage dynamique à 6 nouveaux profils

2.3.1 Contexte

Le fonctionnement du marché de l'électricité repose sur l'obligation pour les responsables d'équilibre (RE) d'équilibrer les injections et les soutirages de leur périmètre au pas de 30 min⁵.

⁵ Le pas d'équilibrage passera à 15 min à l'horizon 2025, en application de la [délibération de la CRE n° 2018-229 du 14 novembre 2018 portant décision d'octroi d'une dérogation jusqu'au 1er janvier 2025 pour la mise en œuvre d'un pas de règlement des écarts à 15 minutes en France](#)

L'allocation à chaque responsable d'équilibre des quantités produites et consommées au sein de son périmètre est réalisée aujourd'hui à l'aide de profils statistiquement représentatifs de la consommation et la production des différentes catégories de consommateurs et de producteurs. Le déploiement des systèmes de comptage évolué a permis la mise en œuvre du profilage dit « dynamique » depuis le 1^{er} juillet 2018⁶, permettant de représenter plus finement les comportements collectifs des consommateurs, améliorant ainsi la précision de l'ensemble du calcul de reconstitution des flux. Le profilage dynamique s'applique, depuis cette date, au processus Recotemp de la reconstitution des flux et aux principaux profils résidentiels (RES1/RES11/RES2) et professionnels (PRO1/PRO2), correspondant aujourd'hui à près de 90 % de l'énergie profilée pour les sites raccordés au domaine de tension BT ≤ 36 kVA.

D'autre part, concernant les consommateurs utilisant les profils de type « ENT », la délibération de la CRE du 26 septembre 2019⁷ a approuvé la généralisation du traitement « *en courbe de charge* », c'est-à-dire le passage de consommations profilées à consommations télérelevées, des sites raccordés à des niveaux de tension HTA et BT > 36 kVA. Cette bascule s'effectuera en deux vagues, au 31 décembre 2020 pour les sites avec une puissance supérieure à 110 kVA (kW pour les sites raccordés au domaine de tension HTA) et au plus tard le 31 décembre 2022 pour tous les autres sites raccordés aux domaines de tension BT > 36 kVA et HTA.

La délibération de la CRE du 3 mai 2018 précise que « *des renforcements de panels sont en cours pour permettre à terme de généraliser le passage en dynamique de tous les profils, en particulier des profils à effacement, du profil PRO5 lié à l'éclairage public, et du profil PRD3 de production photovoltaïque. Ces évolutions sont a priori envisagées au plus tôt pour le 1^{er} juillet 2020, et feront le cas échéant l'objet d'une nouvelle concertation.* »

Le retour d'expérience sur la mise en œuvre du profilage dynamique, effectué dans le cadre du Comité de gouvernance du profilage (CGP), en charge des travaux relatifs aux évolutions du dispositif de profilage, est positif et ne montre pas de difficulté majeure.

2.3.2 Proposition

Dans ce contexte, Enedis propose de traiter en profilage dynamique 6 profils supplémentaires à compter de juillet 2020, ce qui permettra à 99 % de l'énergie profilée en cible d'être « dynamisée ». Les 6 profils faisant l'objet de l'évolution sont les profils RES3, RES4, PRO3, PRO4, PRO5 et PRD3. Dans le cadre des travaux menés en CGP, les simulations montrent que l'application de ces nouveaux coefficients de profils dynamiques permet d'améliorer en moyenne de 10 % la précision demi-horaire des calculs de reconstitution des flux.

Le passage en profilage dynamique a des conséquences sur les méthodes de prévision des RE. Pour accompagner les évolutions envisagées, Enedis propose de mettre à disposition des acteurs les données suivantes :

- un historique des coefficients dynamiques pour les nouveaux profils dynamisés⁸ ;
- un rejeu du coefficient de calage à la maille Enedis, en mode Recotemp incluant le processus annuel de normalisation des pertes⁹ ;
- les coefficients d'initialisation et de mise à l'échelle des profils dynamiques¹⁰.

Ces données permettront aux acteurs d'anticiper les effets de l'évolution sur ces six nouveaux profils et d'adapter leurs modèles de prévisions en conséquence.

2.3.3 Position des acteurs

La quasi-totalité des acteurs ayant répondu aux consultations est favorable à l'extension du profilage dynamique aux six nouveaux profils tels que proposés par Enedis.

⁶ Délibération n° 2018-099 de la Commission de régulation de l'énergie du 3 mai 2018 portant approbation du chapitre F de la section 2 des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre

⁷ Délibération n° 2019-217 de la Commission de régulation de l'énergie du 26 septembre 2019 portant approbation du chapitre F de la section 2 des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre (généralisation du traitement en courbe de charge pour les points raccordés aux domaines de tension HTA et BT > 36 kVA)

⁸ Le coefficient dynamique est utilisé pour calculer un profil à un instant t. Il correspond à une puissance mesurée pour cet instant t et collectée auprès d'un panel de sites représentatifs.

⁹ Il s'agit du coefficient qui sera appliqué à la consommation estimée par les GRD pour l'ensemble des RE sur le réseau public de distribution pour la recaler à son niveau réel.

¹⁰ Le coefficient d'initialisation est un coefficient multiplicatif appliqué au profil dynamique brut (exprimé en Watt) calculé à partir des courbes de charge des panélistes utilisées pour assurer une continuité des coefficients de profils utilisés pour le calcul des bilans globaux de consommations lors de la transition du profilage Statique vers Dynamique. Le coefficient est défini par sous-profil et groupe de période mobile. Il ne varie pas au cours du temps. Les coefficients dynamiques publiés et utilisés pour les calculs de reconstitution des flux sont les coefficients initialisés.

Sans se prononcer sur l'extension du profilage dynamique à six nouveaux profils, un acteur a rappelé s'être exprimé défavorablement, dans le cadre des évolutions des règles approuvées par la CRE dans sa délibération du 3 mai 2018, à la mise en place du profilage dynamique lors du calcul des écarts.

2.3.4 Analyse de la CRE

La CRE considère que l'extension du profilage dynamique à six profils supplémentaires est cohérente avec les dispositions de sa décision du 3 mai 2018 approuvant la mise en œuvre du profilage dynamique. Elle note que la concertation menée par Enedis a été de qualité et que les retours des acteurs sont très majoritairement positifs.

La CRE relève une erreur matérielle qu'il conviendra de corriger au III de l'annexe F-M2 où les profils PRO3, PRO4 et PRO5 faisant l'objet de la présente évolution n'ont pas été listés comme étant « dynamisés », bien que leur date d'initialisation soit correcte.

En conséquence, la CRE est favorable à l'évolution proposée par Enedis qui permettra d'améliorer la performance et la précision de l'équilibrage du système électrique.

2.4 Evolution des règles de calcul des consommations et productions profilées pour le processus « Ecart »

2.4.1 Contexte

La « reconstitution des flux » est le processus permettant d'attribuer aux RE les injections et les soutirages des sites de leur périmètre d'équilibre. Ce processus doit tenir compte de la situation particulière des consommations et des injections profilées, pour lesquelles les relevés de compteurs sont espacés dans le temps. Dans ce cas, le processus est composé de deux phases, le processus « écarts » et la réconciliation temporelle (« Recotemp »).

Le processus Ecart, qui utilise des relevés d'index strictement antérieurs à la période de consommation considérée pour estimer la consommation des clients profilés, permet un premier règlement rapide des écarts de RE, dès le mois suivant.

Le processus Recotemp, mené plusieurs mois après le temps réel, une fois toutes les relevés de la période effectués, a pour objectif d'attribuer à chaque RE les volumes réels d'énergie injectée et soutirée dans son périmètre. Il s'appuie ainsi sur l'évaluation la plus précise des consommations et injections profilées.

Les règles actuelles incitent les RE à équilibrer leur périmètre sur la base de l'estimation réalisée lors du processus « écarts ». Dans sa délibération du 22 juin 2017 portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français, la CRE a souhaité que cette incitation financière porte sur la Recotemp.

En conséquence, RTE a proposé une évolution des règles visant à ce que les énergies rectifiées durant la Recotemp soient réglées par les RE, à compter du 1^{er} juillet 2020, au prix de règlement des écarts (PRE) et non plus au prix spot, ce que la CRE a approuvé dans sa décision du 12 juillet 2018¹⁴.

Le processus Ecart permet un calcul intermédiaire des déséquilibres des RE dont les règlements financiers définitifs interviendront au processus Recotemp. L'application du PRE en Recotemp constitue une étape vers la convergence des processus Ecart et Recotemp dont les modalités de mise en œuvre sont actuellement examinées dans le cadre du CGP.

2.4.2 Proposition

Dans ce contexte, Enedis propose, sans modifier la temporalité du processus de reconstitution de flux, de modifier les règles de calcul des courbes de charges profilées de consommations et productions du processus Ecart en les rapprochant de celles du processus Recotemp. Ainsi, Enedis propose de supprimer la règle dite « du S-X » (ou « règle du gel des index »), ce qui permet d'utiliser les relevés d'énergie chevauchant la période de calcul du bilan global de consommation (à défaut les relevés antérieurs ou les estimations par défaut).

Plus particulièrement, la règle du S-X en vigueur précise pour le calcul de la courbe de charge estimée dans le calcul des écarts (paragraphe F.3.6.1 du chapitre F des règles) que « les relevés utilisés pour l'estimation de la consommation des sites à index pour les écarts d'une semaine S sont les 2 dernières relevés successives dont la date de relève effective est strictement antérieure à la semaine S-X ».

¹⁴ Délibération n° 2018-159 de la Commission de régulation de l'énergie du 12 juillet 2018 portant approbation des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre

L'évolution proposée, dite méthode « chevauchante », consiste en l'utilisation des relèves « *encadrant au plus près de la journée J de la semaine S [...].* »

Enedis propose de ne pas appliquer cette évolution au dispositif transitoire du RE bouclant¹² utilisé par certaines ELD. En effet, le RE bouclant, lorsqu'il est différent du RE des pertes, se verrait ainsi affecter des incertitudes supplémentaires, précédemment affectées aux pertes.

Enfin, Enedis propose d'accompagner les RE dans l'évolution de leurs modèles de prévisions en leur transmettant les calculs anticipés des profils dynamiques au travers de :

- la publication en J+1 (y compris samedi, dimanche et jours fériés) des coefficients dynamiques anticipés en open data (publication en mode nominal entre 08h et 09h). Les coefficients dynamiques calculés et publiés en S+1 demeurant les valeurs de référence utilisées pour les calculs de reconstitution des flux ;
- la publication de deux indices de confiance traduisant le taux de couverture des engagements de qualité en S+1.

2.4.3 Position des acteurs

La quasi-totalité des acteurs est favorable à la suppression de la règle du « S-X ».

Ici encore, un acteur a néanmoins rappelé s'être exprimé défavorablement s'agissant de la mise en place du profilage dynamique au processus Ecarts et de l'application du prix de règlement des écarts au processus Recotemp.

Plusieurs acteurs ont souligné la nécessité de définir au plus tôt le système cible de la reconstitution des flux. Enedis partage ce constat mais rappelle que les évolutions actuellement en cours de concertation au sein du CGP visent à améliorer fortement la précision des calculs de la reconstitution des flux, mais qu'elles ne pourront pas être mises en œuvre avant 2023 en raison de la disponibilité des données qu'elles requièrent. Enedis indique également qu'un appel à contributions intégrant tous les éléments déjà identifiés en CGP va être lancé au 1^{er} semestre 2020, pour une proposition d'évolution des règles au 2nd semestre 2020.

Deux acteurs accueillent favorablement la proposition d'Enedis s'agissant des données préalablement mises à disposition des RE pour accompagner les évolutions qui interviendront en juillet 2020. Toutefois, un acteur demande que les coefficients dynamiques publiés en J+1 aujourd'hui publiés dans le cadre de l'open data, fassent l'objet d'une prestation au même titre que les autres flux proposés par Enedis afin de pouvoir en suivre la qualité. Enedis a indiqué que la publication en open data est accompagnée des indicateurs de confiance discutés en CGP.

Certains acteurs demandent que soient étudiées la mise à disposition de données de consommation en temps réel et des données du panel permettant la construction des profils, la problématique de l'allocation de l'énergie par profil lors du passage des heures pleines aux heures creuses et la publication de l'écart national d'estimation¹³. Enedis a indiqué que les études demandées seront lancées, mais a rappelé que les infrastructures de Linky ne sont pas conçues pour proposer des services d'accès aux courbes de charge individuelles en temps réel. De plus, les courbes de charge individuelles utilisées dans le panel constituent des données à caractère personnel pour les clients résidentiels et des informations commercialement sensibles pour les clients non résidentiels, dont l'anonymisation par agrégation est indispensable avant leur transmission aux RE.

2.4.4 Analyse de la CRE

La CRE considère que l'évolution proposée par Enedis est en ligne avec ses délibérations du 22 juin 2017 et du 12 juillet 2018. Cette évolution constitue une étape supplémentaire vers la convergence des processus Ecarts et Recotemp, qui s'inscrit dans le cadre des travaux portant sur le système cible de la reconstitution des flux. La CRE demande que la concertation sur ce système cible prévue au 1^{er} semestre 2020 soit menée de façon conjointe par RTE et les GRD.

La CRE prend acte de la possibilité donnée aux GRD de continuer à appliquer la règle du « S-X » dans le cadre du maintien du dispositif transitoire de RE bouclant jusqu'à fin 2024, délai nécessaire à certaines ELD pour mettre à jour leurs systèmes d'information.

¹² RE Bouclant : RE désigné par un GRD appliquant des dispositions simplifiées pour la reconstitution des flux. Un RE est dit « bouclant » si aucun client n'a exercé son droit de choisir son fournisseur sur le réseau du GRD et que le soutirage global du réseau est rattaché au périmètre d'équilibre du RE

¹³ Différence entre la consommation profilée théorique calée et la consommation profilée théorique avec les profils dynamiques en mode Recotemp

La CRE accueille favorablement l'engagement d'Enedis de mener les études demandées par les acteurs et de partager les différents jeux de données qui leur permettront de mieux appréhender ce nouveau cadre de reconstitution des flux.

La CRE rappelle que les coefficients dynamiques en J+1 sont à ce stade publiés à titre indicatif et que les valeurs réglementaires demeurent celles publiées en S+1. La qualité de publication de ces coefficients permettra néanmoins aux RE d'ajuster rapidement leurs prévisions. Ainsi, la CRE demande à Enedis d'assurer un suivi de l'utilisation et de la qualité de ces coefficients et d'en tenir informés les acteurs. Le cas échéant, la qualité des coefficients dynamiques en J+1 pourra être intégrée au dispositif de régulation incitative d'Enedis.

La CRE est favorable aux modalités de suppression de la règle du « S-X » proposées par Enedis.

2.5 Autres évolutions

2.5.1 Propositions de RTE

RTE propose d'autres évolutions des Règles, concernant notamment :

- l'augmentation de la fréquence du calcul et de la publication des prévisions des réserves d'équilibrage disponibles (« marges ») à différentes échéances, vers un calcul au pas demi-horaire, à la hausse et à la baisse, mis à jour toutes les heures, pour le troisième trimestre 2020 ;
- la déclinaison des dispositions du règlement (UE) 2017/2196 de la Commission du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique, relatives à la suspension et au rétablissement des activités de marché et au règlement financier associé ;
- l'insertion des interconnexions exemptées en application de l'article 63 du règlement (CE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité susmentionné dans le dispositif de responsable d'équilibre ;
- les modalités contractuelles liant le gestionnaire de réseau de distribution et le RE.

2.5.2 Position des acteurs

Les acteurs qui se sont exprimés sur ces évolutions y sont majoritairement favorables.

2.5.3 Analyse de la CRE

La CRE est favorable aux évolutions proposées.

Par ailleurs, la CRE relève que les modifications apportées à l'annexe E-FC2 permettent de viser les sites d'injection raccordés en basse tension, ce qui rend de facto obsolète l'annexe E-FC2 bis traitant spécifiquement de l'« accord de rattachement au périmètre-RPD d'un site d'injection raccordé en basse tension pour lequel le RE est désigné dans un contrat d'accès au réseau de distribution ». L'annexe FC2-bis doit donc être supprimée.

DECISION DE LA CRE

Par courrier reçu le 26 février 2020, RTE a saisi la CRE en vue de l'approbation d'une nouvelle version des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre. Cette saisine a été complétée le 9 avril 2020 d'une nouvelle version de la section 1 de ces règles, corrigeant une erreur matérielle.

La proposition de RTE introduit des modifications visant à permettre la participation des moyens de stockage au mécanisme d'ajustement, qui devront être complétées par la suite pour permettre la pleine valorisation des possibilités offertes par ces nouveaux moyens. Elle intègre également, notamment, des évolutions liées à la participation de RTE à la plateforme d'échange d'énergies issues de la réserve complémentaire et des évolutions du dispositif de responsable d'équilibre relatives au profilage dynamique et à la reconstitution des flux.

En application des dispositions de l'article 5 du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (« règlement EB ») et des articles L. 321-10 et L. 321-14 du code de l'énergie, la CRE approuve les règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre qui lui ont été soumises par RTE.

La CRE demande à RTE de supprimer l'annexe E-FC2 bis ainsi que de corriger l'erreur matérielle au III de l'annexe F-M2 définissant la liste des profils dynamiques.

La CRE demande à RTE et aux GRD de mener conjointement la concertation relative à la définition du système cible de reconstitution des flux au 1er semestre 2020.

La CRE demande à RTE de mettre en œuvre la deuxième étape de l'intégration du stockage au mécanisme d'ajustement, permettant aux sites de stockage de réaliser des ajustements qui conduisent à passer d'une injection à un soutirage ou d'un soutirage à une injection, au plus tard au 4^{ème} trimestre 2021.

La CRE demande par ailleurs à RTE de poursuivre en 2020 les concertations avec les acteurs afin :

- d'étudier l'intérêt de l'application des évolutions liées à la deuxième étape de l'intégration du stockage au mécanisme d'ajustement aux entités d'injection et de soutirage pouvant en bénéficier ; le cas échéant, les évolutions de cette deuxième étape pourraient s'appliquer à l'ensemble de ces entités dès la mise en œuvre de cette étape ;
- de définir la date de mise en œuvre de la troisième étape de l'intégration du stockage au mécanisme d'ajustement, permettant l'agrégation des moyens de stockage avec des moyens d'injection ou de soutirage ; le calendrier de cette mise en œuvre devra prendre en compte les besoins exprimés par les acteurs ainsi que l'ensemble des travaux en cours sur les mécanismes d'équilibrage ;
- d'étudier l'intégration du stockage non stationnaire au mécanisme d'ajustement ;
- de définir la solution pérenne permettant la participation des offres dégradant les services système, pour une mise en œuvre au 1^{er} trimestre 2022 au plus tard.

La CRE invite par ailleurs RTE à accompagner au mieux les acteurs d'ajustement, en particulier durant la période d'exploitation sous contrôle de la plateforme d'échanges d'énergie d'équilibrage à partir de réserves tertiaires complémentaires, notamment au travers d'informations régulières sur l'application du modèle de valorisation et de calcul des défaillances.

Les règles entreront en vigueur le 1^{er} juin 2020, à l'exception du chapitre F de la section 2, qui entrera en vigueur le 1^{er} juillet 2020. Elles sont publiées sur le site de RTE.

La présente délibération sera publiée sur le site de la CRE. Elle est notifiée à RTE et transmise à la ministre de la transition écologique et solidaire.

Délibéré à Paris, 30 avril 2020.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

ANNEXE

Le rapport de consultation, le retour des acteurs et les règles MA-RE telles qu'approuvées dans la présente délibération y sont annexés.