Réponses de l'ADEeF à la consultation publique de RTE relative aux règles MA-RE v8.3

Consultation ouverte du 08/09/2017 au 29/09/2017

Le 29 septembre 2017,

En préambule, les GRD font le constat que la révision des règles MA-RE v8.3 proposée par RTE concerne essentiellement des aspects relatifs à la coordination entre GRT et GRD. Ce besoin de coordination va s'amplifier et devenir de plus en plus prégnant dans les années à venir dans un contexte où les capacités distribuées vont jouer un rôle grandissant dans le système électrique, sous l'impulsion de la transition énergétique. Les GRD considèrent donc que la gouvernance actuelle issue de la loi du 10 février 2000, dans laquelle RTE écrit les règles et consulte les acteurs, dont les GRD, avant approbation par la CRE, n'est plus adaptée aux enjeux actuels et futurs du système électrique.

En effet, avec le modèle en vigueur jusqu'à présent, les GRD ne sont pas systématiquement co-constructeurs d'une vision commune, établie sur la base d'éléments partagés, mais réagissent à des propositions de RTE, établies parfois sur des bases non consensuelles, ce qui nuit à l'efficacité globale du système.

La question de l'activation automatique de l'écrêtement de producteurs raccordés au RPD illustre ce diagnostic : les échanges bilatéraux n'ont pas permis de répondre à la fois aux besoins de RTE et des GRD. Les GRD se retrouvent ainsi à répondre à des propositions de RTE dans la consultation alors qu'il aurait été plus efficace d'établir une proposition de règles commune dès le départ.

A l'inverse, la manière dont RTE et les GRD ont fonctionné pour que soient proposées à la validation de la CRE des règles faisant consensus entre GRT et GRD s'agissant de la programmation des capacités RPD, à travers des échanges bilatéraux nombreux, est une illustration du fait qu'un mode de fonctionnement équilibré est envisageable.

Association des Distributeurs d'Electricité en France

Ainsi, à la manière de ce qui est progressivement mis en place au niveau européen (plateforme DSO/TSO et création d'un DSO Body), les GRD considèrent qu'il est nécessaire de faire évoluer la gouvernance française sur les règles de fonctionnement du marché et sur la coordination GRT/GRD. A moyen terme, les GRD ont conscience du fait que cela passe par une évolution de la Loi. A plus court terme, un autre cadre de discussion doit être recherché. Celui-ci pourrait prendre la forme d'un groupe de travail sous l'égide de la CRE par exemple.

Concernant le projet de règles MA RE V8.3, les sujets suivants revêtent pour les GRD une importance particulière.

1. Programmation des capacités RPD

Les GRD accueillent favorablement l'évolution du dispositif de programmation des règles, qui vise à décliner les mesures prévues par l'ordonnance n°2016-1059 du 3 août 2016 relative à la programmation des actifs raccordés au RPD. Cette proposition suit les recommandations de la CRE dans sa délibération portant orientation sur la feuille de route de l'équilibrage et résulte d'un consensus trouvé entre les GRD et les GRT lors de la phase de concertation permettant d'envisager une extension pragmatique et réaliste du dispositif de

programmation. La mise en œuvre de l'établissement du Programme d'Appel Agrégé à une date D, au cours du 2ème semestre 2018, permet en outre de tenir compte du délai de mise en œuvre opérationnelle tant pour les producteurs raccordés au réseau de distribution que pour les gestionnaires publics de réseau de distribution.

Dans son rapport d'accompagnement, RTE ouvre la possibilité aux acteurs, s'ils le souhaitent, d'envoyer des programmes d'appel au pas 5, 15 ou 30 minutes au cours d'une 1ère phase, puis au pas 5 ou 15 minutes au cours d'une 2nde phase tout en précisant que cette mesure n'est pas « obligatoire à court terme ». Si le passage facultatif à un pas 15 minutes dès aujourd'hui peut être pertinent afin d'anticiper la réduction du pas de règlement des écarts au pas 15 minutes qui pourrait intervenir à partir de 2021 et au plus tard au 1er janvier 2025 conformément au Code Balancing européen, il semble toutefois prématuré d'ouvrir la possibilité de programmer au pas 5 minutes. En effet, lors de la consultation sur la feuille de route, la majorité des acteurs s'y sont opposés et la CRE, dans sa délibération relative à l'équilibrage du 22 juin 2017, a jugé que « les contraintes associées à la mise en œuvre d'une programmation fine au pas 5 minutes paraissent lourdes ». Les GRD considèrent que le pas de programmation à 5 minutes, et son corollaire probable, le pas de contrôle de réalisé à 5 minutes, engendrent des évolutions lourdes sur l'ensemble de la chaîne de traitement de données. Il convient donc de ne pas préempter les débats futurs qui auront lieu en concertation sur cette thématique.

2. Contrôle du réalisé

RTE propose d'introduire le calcul de la courbe de référence des EDA au pas 5 minutes pour les EDA dont la méthode de contrôle de réalisé est la méthode par historique ou la méthode par prévision. Comme évoqué ci-dessus, il semble prématuré, selon les GRD, d'introduire une telle évolution dans les règles, alors que la question d'une mise en cohérence du pas du contrôle de réalisé sur le pas de règlement des écarts de 15 minutes n'a pas été instruite. A l'instar de la recommandation de la CRE, dans sa délibération relative à la feuille de route de l'équilibrage, les GRD demandent donc que cette question de l'évolution du pas du contrôle du réalisé soit instruite, de manière constructive et partagée, avant de faire évoluer les règles.

L'évolution du pas de mesure emporte en effet de lourdes conséquences pratiques, financières et juridiques :

- Sur le haut de portefeuille, la collecte d'une telle courbe de charge est susceptible de générer des coûts significatifs pour les gestionnaires de réseau qui doivent, dans l'hypothèse où la collecte d'une courbe de charge à un tel pas est techniquement faisable, re-paramétrer l'ensemble des compteurs puis l'ensemble de la chaine SI ;
- Sur le bas de portefeuille, selon la délibération 2012-404 du 15/11/2012 de la CNIL, la collecte d'une courbe de charge à un pas inférieur au pas 10 minutes permet de « déduire de très nombreuses informations relatives à la vie privée des personnes concernées » et en conséquence, les dispositions de la loi Informatique et Libertés s'appliquent. Ainsi, que la donnée soit collectée par un GRD ou un opérateur, un tel pas de mesure soulève des questions relatives au respect de la vie privée au regard de la finalité poursuivie. Il faudra certainement imaginer des modalités de contrôle ad hoc pour ce segment de clients.

Les GRD vont solliciter des échanges avec RTE afin d'aborder la question de l'évolution du pas de contrôle de réalisé en lien avec l'évolution du pas de règlement des écarts de façon à préparer de façon constructive la concertation future sur cette thématique.

En complément, les GRD réaffirment que les données de comptage des gestionnaires de réseaux doivent être utilisées en priorité. En effet l'utilisation de données produites par les opérateurs sur le segment diffus est un modèle insatisfaisant au regard des enjeux économiques, financiers et concurrentiels.

- Il s'agit tout d'abord d'un dispositif coûteux, à double titre : du fait d'un double déploiement de boîtiers de mesure au détriment de l'opérateur et de la collectivité, mais également parce qu'au regard de la taille du marché et des enjeux financiers, des contrôles de qualification des données des opérateurs plus systématiques et plus exhaustifs devraient être menés, grevant de surcroît le modèle d'affaires des opérateurs.
- Ce modèle limite de fait l'expansion du marché de l'effacement diffus et la concurrence : l'utilisation des données de comptage des GRD permettrait aux opérateurs de capter plus rapidement des clients sans avoir à déployer leurs propres boîtiers de mesure, de gérer plus dynamiquement et facilement leurs portefeuilles de clients, de faciliter l'entrée de nouveaux opérateurs sur les marchés, et enfin, de permettre aux clients de changer d'opérateurs plus facilement.

Ainsi les GRD proposent une nouvelle fois que des méthodes statistiques puissent être utilisées sur ce segment, avec notamment la méthode des panels proposée par Enedis. Cette méthode statistique, certifiée par le GENES, permet de tirer parti des compteurs communicants et s'appuie sur les mêmes fondements statistiques que le profilage dynamique qui va être mis en œuvre pour la reconstitution des flux sur le segment < 36 kVA conformément à la délibération de la CRE du 22 juin 2017. Les GRD rappellent que, de par son applicabilité immédiate, la méthode des panels constitue un levier d'entrée pour les nouveaux acteurs sur les mécanismes de marché : aucune période d'homologation n'est requise, et les seules données nécessaires sont celles du panel de clients instrumentés avec les dispositifs de comptage des GRD.

Enfin, les GRD rappellent l'existence de prestations dites de "publication anticipée de courbes individuelles et de BGC aux RE" dès S+1 par les GRD. Aussi, les échanges de RTE à destination des GRD au plus tard en J+3 permettant l'estimation du contrôle de réalisé nécessaires à la correction des courbes unitaires dans le cadre du modèle corrigé sont pérennes et ont vocation à être mentionnés dans les règles. Par ailleurs, concernant la mise en œuvre du modèle corrigé, les GRD demandent qu'un retour d'expérience soit effectué avant de mettre fin au mode de fonctionnement actuel à la date du 1er juillet 2019.

3. Activation automatique des capacités RPD pour le traitement des contraintes de réseau de RTE

Le Mécanisme d'Ajustement permet historiquement à RTE d'assurer une gestion coordonnée de l'équilibrage du système et des flux sur le RPT. RTE peut ainsi utiliser des offres d'ajustement sélectionnées selon le principe de préséance économique, de manière préventive ou de manière curative. Le Mécanisme d'Ajustement fonctionne donc comme un marché organisé, avec des procédures concurrentielles et transparentes, conformément au cadre fixé par l'article L.321-10 du Code de l'énergie.

Selon le rapport d'accompagnement, RTE souhaite mettre en œuvre des dispositifs automatiques d'activation nommés « automates réseau » lui permettant de lancer des « actions curatives permettant de résoudre des contraintes dans des délais inférieurs à 20 secondes, 1 ou 5 minutes ». En outre, RTE propose de déployer ces automates réseau pour des capacités raccordées au RPD et envisage deux solutions techniques permettant de les activer :

1. Automate transmettant en direct des ordres d'activation aux producteurs raccordés en HTA abonnés,
2. Automate transmettant des ordres d'activation aux producteurs raccordés en HTA par l'intermédiaire du GRD.

Les GRD souhaitent apporter plusieurs niveaux de réponse à la question de l'activation automatique des capacités RPD par RTE telle que présentée dans la consultation.

Tout d'abord, la mise en place de telles modalités pourrait aller à l'encontre de la libre participation des producteurs RPD au Mécanisme d'Ajustement, conformément à la loi. En effet, pour reprendre les termes du rapport d'accompagnement, RTE semble vouloir « *imposer de façon pérenne le recours à la flexibilité à la baisse*

de la production renouvelable raccordée majoritairement sur le réseau de distribution ». En l'occurrence, les conséquences pour un producteur RPD refusant de participer au Mécanisme d'Ajustement demeurent encore floues à ce stade.

Par ailleurs, les GRD questionnent la pertinence d'utiliser le Mécanisme d'Ajustement comme cadre permettant la gestion de ces activations automatiques. RTE envisage de signer des conventions techniques avec les producteurs qui seraient adossées au Mécanisme d'Ajustement. Or selon le projet de règles, les conventions techniques permettent de décrire des modalités spécifiques qui sont toutes potentiellement en dehors du schéma classique du mécanisme d'ajustement (cf §4.4.3.2) : l'acteur ne serait pas tenu de déposer des offres en utilisant le canal de dépôt d'offres classique (y compris pour le dépôt de prix), ne serait soumis ni aux règles SI classiques, ni aux conditions d'utilisation des offres, ni aux modalités de facturation classiques. En outre, les offres liées à ces activations passeraient en dehors de la liste de préséance économique dans le cas où les capacités n'auraient pas la possibilité de faire d'équilibrage. Enfin, les temps d'activation évoqués se rapprochent de temps d'activation de fonctions de sauvegarde du réseau et le lien avec un mécanisme de marché ne semble pas approprié.

Ainsi, l'introduction de telles modalités au sein du Mécanisme d'Ajustement semble difficilement compatible avec son principe de fonctionnement (marché organisé, selon des procédures transparentes et concurrentielles). Le risque d'un tel parti-pris est que le Mécanisme d'Ajustement soit artificiellement positionné comme un outil unique pour gérer des besoins de natures et de finalités différentes, pouvant in fine mener à certaines inefficacités. Les activations automatiques de capacités RPD, dans les conditions énoncées dans la consultation, n'ont donc pas vocation, selon les GRD, à être intégrées au Mécanisme d'Ajustement mais doivent être traitées dans un autre cadre.

Enfin, les GRD souhaitent répondre à la question de l'activation directe par RTE des capacités RPD. La consultation ouvre deux options de commandabilité (une via le GRD ; une directe par RTE) pour gérer des problématiques de contraintes RPT dans des délais courts (20 secondes, 1 minute ou 5 minutes).

En premier lieu, les GRD s'interrogent sur le besoin de réponse automatique des sites de soutirage RPD dans des délais inférieurs à 20 secondes, 1 minute ou 5 minutes : à quels cas concrets correspond-il et à quelle occurrence ces cas seraient-ils susceptibles d'apparaître ?

Ensuite, concernant les producteurs RPD, les GRD rappellent qu'en conformité avec les dispositions de la Documentation Technique de Référence de RTE, des automates permettant de limiter les injections de production HTA pour résoudre des contraintes du réseau HTB ont déjà été déployés. Ces automates transmettent des ordres d'activation aux producteurs raccordés en HTA par l'intermédiaire des GRD suite à une contrainte détectée en temps réel par RTE. Ils répondent déjà aux exigences de temps de réponse de 1 minute et de 5 minutes et font l'objet d'une évolution constante visant à améliorer leurs performances. Les GRD s'étonnent du nouveau besoin de réponse à 20 secondes, qui n'est apparu que tardivement au cours des échanges bilatéraux avec RTE : à quelles contraintes et à quels cas d'usage de contrainte HTB correspond-il, et quelle est l'occurrence de ces contraintes ?

Par ailleurs, le développement d'une nouvelle chaîne de commande entre RTE et les producteurs, différente de celle déjà existante entre les GRD et les producteurs, engendrerait des coûts supplémentaires importants pour la collectivité.

Qui plus est, cette proposition soulève des questions structurantes relatives aux missions et aux responsabilités de chacun. Le Code de l'énergie confie aux GRD la mission de « veiller, à tout instant, à l'équilibre des flux d'électricité, à l'efficacité, à la sécurité et à la sûreté du réseau qu'il exploite, compte tenu des contraintes techniques pesant sur ce dernier ». La mise en place d'une « double commande » des producteurs raccordés au réseau public de distribution risque de générer des situations d'ambigüité entre donneurs d'ordre, voire de contradictions pouvant in fine menacer la sécurité d'exploitation du réseau public de distribution.

Les GRD considèrent donc que le gestionnaire de réseau de distribution doit rester l'unique interlocuteur des producteurs et jouer le rôle d'interface entre le Gestionnaire de Réseau de Transport et les utilisateurs du réseau public de distribution. Afin de faciliter l'insertion des énergies renouvelables dans le système électrique, les GRD souhaitent proposer des modalités permettant de répondre au besoin de RTE tout en étant compatibles avec la gestion et l'exploitation du réseau public de distribution.

Les GRD formulent ainsi les propositions suivantes :

- ⇨ L'industrialisation de nouveaux Dispositifs d'Echange d'Information d'Exploitation (DEIE) à liaison permanente est en cours. Les évolutions qui résulteront de ce travail permettront de répondre d'ici la fin du 2ème semestre 2018 à toutes les exigences décrites dans la consultation :
  - la chaîne complète de l'automate sera capable de répondre dans un délai inférieur à 20 secondes, 1 minute ou 5 minutes ;
  - l'automate sera capable de mettre en œuvre un arrêt organisé ou une limitation n'affectant pas la durée de vie des machines du producteur.

  Les GRD proposent que cette cible industrielle constitue l'outil sur lequel RTE et les GRD pourront s'appuyer pour optimiser l'intégration des EnR dans leurs réseaux de manière pérenne et sécurisée.
- ⇨ D'ici là, et pour faciliter et optimiser les raccordements des énergies renouvelables, RTE pourrait devoir mettre en œuvre des solutions transitoires d'activation directe de la production HTA. Toutefois, ces solutions ne devront pas mettre en péril une exploitation sûre des réseaux publics de distribution. A cet effet, ces solutions devront garantir l'accès des GRD à l'ensemble des informations nécessaires à l'exercice de leurs missions. Ainsi, les GRD demandent que les solutions intègrent les dispositions techniques suivantes :
  - que RTE prenne en compte en amont (en J-1 pour J) les informations fournies par les GRD sur les producteurs à ne pas activer pour des raisons d'équilibre des flux sur les réseaux publics de distribution ;
  - que les GRD soient informés en temps réel de l'activation de l'automate (schéma d'échange d'information en « Y ») soit à travers un canal spécifique soit à travers le canal TAO en cours de mise en place entre RTE et les GRD ;
  - que les GRD gèrent la reprise de service des installations de production HTA suite à l'activation de l'automate pour des raisons de sécurité d'exploitation des réseaux publics de distribution.

Ces propositions sont reprises dans le tableau détaillé de réponse à la consultation.