

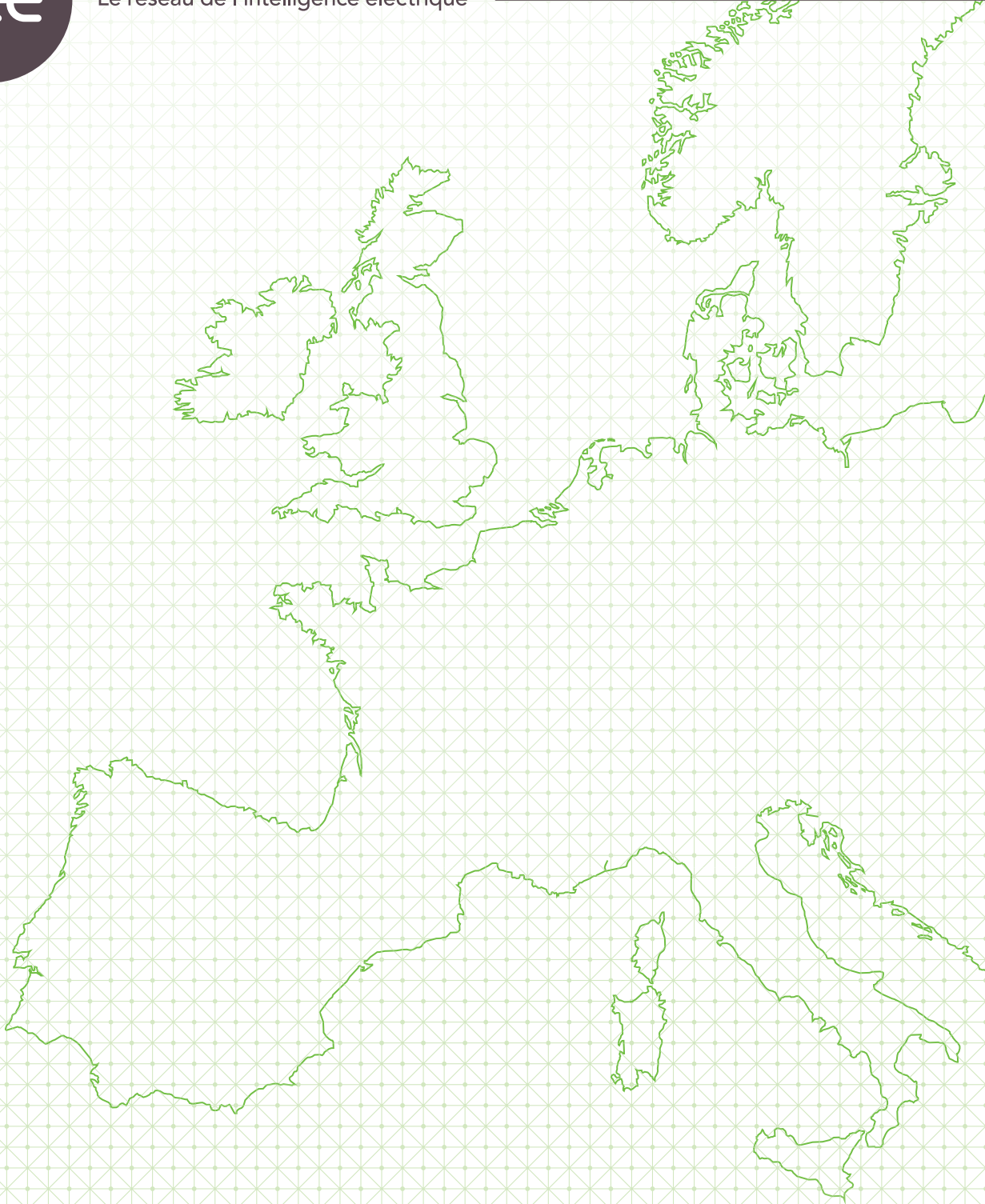
The logo for RTE (Réseau de Transport d'Électricité) is a dark purple circle containing the letters 'Rte' in white. A thin black line extends from the left side of the circle across the top of the page.

Rte

Le réseau de l'intelligence électrique

A solid green vertical bar on the left side of the page.

Juin 2016

A light green outline map of France, including its overseas territories, set against a background of a light green grid pattern.

Feuille de route de l'équilibrage du système électrique français

Livre vert

Version abrégée

Feuille de route de l'équilibrage du système électrique français

Livre vert

Version abrégée

Juin 2016

INTRODUCTION

L'équilibrage constitue l'échéance ultime permettant d'assurer la stabilité de la fréquence en maintenant 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 l'équilibre des flux.

Au sein de tous les pays européens, cette mission incombe aux gestionnaires de réseau de transport d'électricité (GRT) en application du 3^e 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'énergie 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 ») et les règles relatives aux services système. Dans la suite du document, le mécanisme d'ajustement et les services système sont regroupés sous le terme « marché d'ajustement ». Quant aux acteurs d'ajustement et aux responsables de réserve, ils sont dénommés « fournisseurs de services d'ajustement¹ ».

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.

Les récentes évolutions des règles MA-RE et des règles relatives aux services système sont autant d'exemples concrets du travail réalisé en France pour permettre aux marchés de l'électricité d'accompagner le développement et l'insertion de nouvelles flexibilités, et en particulier des effacements de consommation.

À cet égard, la densité du travail de régulation réalisé sur les effacements de consommation a mis en lumière la profondeur des modifications devant être apportées aux processus existants du système électrique pour mener à bien des réformes ambitieuses : de nombreuses questions concurrentielles et techniques se sont posées et ont nécessité un travail de déclinaison réglementaire minutieux pour permettre un réel accès des effacements aux marchés.

Par ailleurs, le contexte dans lequel s'insère le travail de rédaction des règles du marché de l'électricité a récemment évolué de manière significative, au niveau français comme au niveau européen. Jusque récemment, les règles trouvaient leur fondement législatif dans cinq articles du Code de l'énergie (articles L. 321-10 et suivants). Elles sont aujourd'hui encadrées par de nouveaux articles de loi, plusieurs décrets ainsi que de nombreux règlements européens adoptés en application du 3^e paquet énergie (appelés « codes de réseau »). Ce contexte d'importantes évolutions législatives et réglementaires successives renforce le besoin de partager et d'échanger avec les acteurs du système électrique sur les enjeux associés aux évolutions des règles et, en particulier, sur le cadre dans lequel s'inscrivent ces modifications afin que chacun ait la faculté de réagir au bon moment et au bon niveau. À nouveau, le travail réalisé sur les effacements de consommation est particulièrement révélateur de ce besoin. En effet, RTE s'est particulièrement attaché à mettre en perspective l'ensemble des modifications apportées au corpus réglementaire régissant le fonctionnement des marchés de l'électricité et à présenter au cours des différentes phases de concertation les enjeux associés aux évolutions discutées.

Fort de cette expérience et à l'aube d'un nouveau cycle crucial de réformes qui conduira à une révision structurelle du modèle retenu pour l'équilibrage du système électrique français, RTE a souhaité, en lien avec la Commission de régulation de l'énergie, engager un cycle de concertation basé sur une segmentation de

1. Fournisseurs de services d'ajustement est la traduction littérale du terme « *Balancing service providers* » défini dans le projet de règlement européen *Electricity Balancing*.

type livre vert/livre blanc permettant de donner de la visibilité aux acteurs sur les enjeux associés aux futures révisions des règles MA-RE et des règles relatives aux services système.

En effet, l'harmonisation progressive des marchés de l'énergie engagée au niveau européen dans le cadre du 3^e paquet « énergie » conduit la Commission européenne, les États membres, les régulateurs et les GRT à instruire la question de l'harmonisation des processus d'équilibrage au niveau européen et la mise en place d'un marché d'ajustement européen.

Cela fait plusieurs années que ce travail a démarré sur la base d'une orientation-cadre sur l'*Electricity Balancing* définie par l'ACER, qui a ensuite été déclinée par ENTSO-E dans une proposition de règlement européen. Cette proposition a fait l'objet d'un avis de l'ACER le 20 juillet 2015. C'est sur cette base que la Commission européenne travaille désormais pour soumettre aux États membres un projet de texte – le règlement *Electricity Balancing* – dans le cadre d'une procédure spécifique dite de comitologie. Plusieurs modifications sont envisagées par rapport aux travaux d'ENTSO-E et de l'ACER (p. ex : les dispositions relatives au pas de règlement des écarts).

En parallèle de ce travail de déclinaison du 3^e paquet, un important chantier législatif va être engagé sur l'organisation des marchés de l'électricité. Très attendu par les parties prenantes du secteur, ce paquet – appelé paquet d'hiver – est la traduction de l'Union de l'énergie et a notamment pour ambition de permettre le rapprochement entre la législation relative aux marchés de l'électricité et celle relative à la déclinaison des objectifs climatiques et environnementaux. Il s'agit en particulier d'accompagner le développement des énergies renouvelables et d'adapter les marchés à ces nouvelles technologies (« *make the market fit for renewables* »).

Pour ce faire, la nouvelle législation intégrera des propositions permettant d'approfondir les travaux réalisés au cours des dernières années pour réviser les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables afin de responsabiliser les producteurs quant à leur impact sur les marchés de l'électricité tout en maintenant un cadre incitatif pour les investisseurs.

En contrepartie de ces dispositions encadrant plus finement les mécanismes de soutien et du fait de la place qu'elles occupent désormais dans le système électrique,

d'autres évolutions sont prévues et viseront à garantir que les énergies renouvelables sont en mesure de participer aux marchés de l'électricité et de proposer des services permettant d'assurer le bon fonctionnement du système. En effet, plus les producteurs seront en mesure de valoriser leur production sur les marchés de l'électricité, plus le coût du soutien public diminuera et plus les signaux renvoyés par les marchés seront proches du fonctionnement et des besoins physiques du système électrique.

Dans ce contexte, l'ambition du paquet d'hiver est claire (et est affichée par la Commission européenne) ; il s'agit, d'une part, de garantir que le marché intérieur et les marchés nationaux sont effectivement « ouverts » à la participation des énergies renouvelables et, d'autre part, d'introduire des dispositions spécifiques permettant de faire des marchés de l'électricité des outils « favorables » aux énergies renouvelables. Le cadre européen relatif au fonctionnement des marchés de court-terme devrait donc être révisé pour répondre à cette ambition (p. ex : une réduction significative de la fenêtre opérationnelle des GRT afin de laisser plus de temps aux EnR pour s'équilibrer en infrajournalier devrait être étudiée).

Au cours de la comitologie sur le projet de règlement *Electricity Balancing* comme au cours de la négociation des propositions législatives qui seront intégrées au sein du paquet d'hiver, des décisions importantes pour les processus d'équilibrage du système électrique seront prises ; cependant, le socle de base est aujourd'hui suffisamment défini et il est nécessaire de préparer sa déclinaison au niveau français dès à présent.

Celle-ci conduira à des évolutions structurelles de l'architecture du marché d'ajustement, tant la cible proposée semble éloignée des mécanismes mis en œuvre en France. Citons par exemple, la séparation temporelle entre les marchés infrajournaliers et l'équilibrage, la formulation des offres d'ajustement sous forme explicite et standard, leur partage sur des plateformes communes auxquelles les GRT adressent des besoins d'équilibrage, les modalités de constitution et d'activation des offres, les modalités de rémunération des offres, les modalités de calcul du prix de règlement des écarts, le pas de temps pour le calcul des écarts, etc.

Ce livre vert – premier volet de la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français – constitue donc un document de référence permettant (i) de structurer les débats autour de la déclinaison des dispositions européennes relatives à l'intégration des

processus d'équilibrage et (ii) de poursuivre le travail organisé au niveau français sur la participation des flexibilités à l'équilibrage (travail qui peut permettre à terme à la France d'être force de propositions dans le cadre de la négociation sur le paquet d'hiver).

Ce livre vert s'appuie sur une synthèse des caractéristiques intrinsèques au modèle d'équilibrage existant en France afin de mettre en perspective les évolutions à venir. Il présente ensuite les principales options d'architecture de marché qui devront faire l'objet d'une déclinaison dans les règles, en segmentant les différentes questions, en proposant des analyses

qualitatives associées à ces choix et en présentant les grandes phases du programme de travail relatif à ces évolutions.

Ces propositions feront l'objet d'orientations de la Commission de régulation de l'énergie, ainsi que d'analyse quantitatives menées par RTE durant le second semestre. Ces éléments permettront à RTE de poursuivre son travail et de proposer à l'hiver le second volet de la feuille de route (livre blanc) présentant des analyses coûts-bénéfices associées aux options d'architecture de marché retenues et précisant la cible pour l'équilibrage du système électrique français.

1. LE MODÈLE D'ÉQUILIBRAGE RETENU EN FRANCE AUJOURD'HUI

Les échanges menés au niveau européen montrent que le modèle adopté en France est souvent méconnu au-delà du cercle des acteurs de marché qui y participent directement. Ses caractéristiques intrinsèques en font sans doute un modèle plus difficile à appréhender que d'autres ; il repose notamment sur une connaissance prévisionnelle très précise de l'état du système, sur des offres d'ajustement qui reflètent finement les aptitudes techniques des capacités disponibles, sur une gestion conjointe de l'équilibre offre-demande et des flux sur le réseau.

Dans le contexte des travaux sur l'harmonisation de l'équilibrage du système électrique européen et des débats sur les meilleures pratiques à mettre en œuvre pour exercer cette mission, il est nécessaire de revenir sur les caractéristiques fondamentales et le fonctionnement du modèle français et de partager les résultats obtenus au regard de ceux des autres pays européens.

Il s'agit d'une étape essentielle pour appréhender avec le recul nécessaire les grands choix d'architecture permettant de décliner le futur cadre européen.

1.1 L'architecture de l'équilibrage du système électrique français

Le modèle mis en œuvre en France repose sur deux piliers fondamentaux :

- ▶ offrir la possibilité aux responsables d'équilibre (ci-après « RE ») d'optimiser leur portefeuille et d'anticiper l'équilibre de leur périmètre jusqu'à une échéance proche du temps réel ;
- ▶ permettre au GRT de prendre les décisions les plus pertinentes pour l'équilibrage du système, y compris en anticipation, et d'assurer une gestion centralisée et coordonnée des contraintes liées à l'équilibre offre-demande et à la gestion des flux sur le réseau. Ces décisions reposent sur des analyses prévisionnelles établies par le GRT à partir des informations transmises par les acteurs de marché à différentes échéances temporelles.

La traduction réglementaire et fonctionnelle de ces principes vise à garantir que les missions de chacun sont correctement définies, en permettant aux RE d'optimiser leur portefeuille dans un cadre peu contraignant, tout en donnant au GRT les informations et les leviers nécessaires pour assurer la sûreté du système.

Dans ce système, peu de contraintes pèsent sur les acteurs comparativement à d'autres mécanismes, et un faible volume de réserves est contractualisé par le GRT en amont du temps réel : une large place est donc laissée aux marchés et peu de capacités sont « dédiées » à l'équilibrage du système électrique (et « sorties » du marché pour répondre à ce besoin spécifique). Cette souplesse offerte aux acteurs a un corollaire : le mécanisme d'ajustement organise la transmission régulière au GRT d'informations détaillées pour lui permettre de garantir l'équilibre et la sûreté de fonctionnement du système électrique. Ces informations permettent de disposer d'une vision prévisionnelle détaillée de l'état du système électrique, de mener des analyses préalables précises des flux à venir sur le réseau, et ainsi d'être en mesure d'anticiper et de résoudre certaines situations potentiellement complexes pour le système électrique, sans reporter ces contraintes sur les acteurs.

1. **Le marché français, comme tous les marchés de l'électricité en Europe et conformément aux dispositions prévues par le 3^e paquet énergie, repose sur la notion de responsable d'équilibre (RE) ; il s'agit de rendre les acteurs de marché responsables d'équilibrer leur périmètre en énergie avant le temps réel.**

En France, les RE sont responsables financièrement de leurs écarts. C'est le prix de règlement des écarts qui véhicule ces incitations. Ainsi, sa construction a eu pour objectif de favoriser l'équilibrage des RE dès le J-1 et de réduire les besoins d'action du GRT en temps réel.

Dans d'autres pays, les RE portent une responsabilité physique ou sont soumis à des limitations préventives de leur activité à proximité du temps-réel. Cela se traduit par exemple par une obligation légale de présenter un périmètre à l'équilibre en amont du temps-réel, dès la veille pour le lendemain. Par comparaison, le système mis en place en France autorise une plus grande liberté dans les stratégies d'approvisionnement des RE, notamment sur les marchés intrajournaliers. Les acteurs de marché sont incités à présenter un périmètre à l'équilibre via le prix de règlement des écarts.

2. **L'équilibrage du système électrique français repose sur une gestion décentralisée de l'appel des moyens de production ou des flexibilités de consommation.** Ce sont les acteurs de marché qui sont responsables de l'appel des capacités disponibles (moyens

de production et flexibilités de consommation). Dans d'autres pays européens et aux États-Unis, c'est le GRT qui est le seul responsable de l'appel de ces capacités dès la fermeture du marché en J-1.

3. À l'approche du temps réel, le système électrique est géré de manière centralisée par le GRT. Après la fermeture du dernier guichet infrajournalier transfrontalier, RTE est le seul autorisé à prendre des actions affectant l'équilibre du système. La durée de cette fenêtre d'action exclusive du GRT – ou fenêtre opérationnelle du GRT – est comprise entre 1 et 2 heures.

Certains pays européens, et notamment les Pays-Bas, ont fait le choix d'une gestion décentralisée du système électrique dans laquelle les acteurs de marché peuvent entreprendre de manière volontaire des actions d'équilibrage jusqu'à quelques minutes avant le temps-réel.

4. La gestion de l'équilibrage par le GRT est centralisée et proactive. Sur la base d'analyses et des informations prévisionnelles communiquées par les acteurs de marché, des décisions d'activation du GRT peuvent être prises en amont du temps réel de manière préventive, c'est-à-dire avant que les déséquilibres ne soient effectivement constatés. De nombreux pays européens partagent cette approche (Royaume-Uni, Espagne, Portugal, Danemark, Norvège, Suède, Finlande, etc).

D'autres pays européens, comme la Belgique, ont fait le choix d'un modèle réactif. Cela signifie que le GRT prend uniquement des actions curatives. Dès lors, ce dernier a majoritairement recours à des réserves automatiques pour équilibrer le système et contractualise ainsi un volume significatif de réserves pour pallier toutes les situations de déséquilibre.

À l'inverse, un modèle de gestion proactif permet de diminuer le volume de réserves contractualisées avec pour corollaire de définir une fenêtre opérationnelle du GRT suffisamment longue pour lui permettre d'utiliser un spectre de moyens larges et de ne pas « sécuriser » en amont un volume trop important de réserves.

5. Le marché d'ajustement français, à l'image de son homologue britannique, s'appuie sur un dispositif de programmation « site à site » permettant au GRT de disposer d'une information prévisionnelle très fine sur l'état du système électrique et ainsi d'anticiper les flux sur le réseau et les déséquilibres du système

électrique. La programmation est obligatoire pour les capacités de production raccordées au réseau de transport, elle repose sur une transmission d'informations site par site et n'est assortie d'aucune incitation financière. Les capacités de production raccordées aux réseaux publics de distribution peuvent également y participer. Enfin, des dispositions spécifiques de déclaration pour les capacités d'effacement, sur le haut et sur le bas de portefeuille, complètent le dispositif.

6. Afin d'assurer l'équilibrage du système électrique français, RTE s'appuie, au cours de la journée, sur un dimensionnement dynamique des capacités requises. Ce modèle, qui repose sur un suivi continu des marges disponibles et des risques aux différentes échéances pertinentes, est dénommé modèle « marges ». En cas d'écart entre les marges disponibles et celles requises au regard des critères de risque définis par les pouvoirs publics, des actions spécifiques sont engagées dans le cadre du marché d'ajustement afin d'augmenter les capacités à disposition de RTE pour l'équilibrage du système électrique. Ce dimensionnement dynamique permet d'assurer la sûreté du système avec un volume plus faible de réserves contractualisées par le GRT en amont du journalier, et des actions limitées au strict nécessaire en fonction des informations remontées par les acteurs de marché et des analyses prévisionnelles réalisées par le GRT.

Dans d'autres pays européens, les GRT s'assurent de disposer de suffisamment de capacités pour équilibrer leur système électrique en contractualisant des réserves avec les acteurs de marché en amont de l'échéance journalière. Ils n'effectuent donc pas de suivi infrajournalier des capacités effectivement disponibles sur le système électrique. Ce modèle est dénommé modèle « réserves ».

Du point de vue des acteurs de marché, ces deux modèles se distinguent par la différence entre le volume de capacités contractualisées et réservées par le GRT pour l'exercice de ses missions. Les exemples européens montrent que le modèle « réserves » se traduit par un volume plus important de réserves contractualisées par le GRT en amont du journalier que le modèle « marges ». Par définition, ces capacités contractualisées et dédiées à la constitution des réserves nécessaires pour la gestion du système électrique ne peuvent alors plus participer aux marchés journalier et infrajournalier.

Si le modèle « marges » se traduit par un volume moins important de réserves contractualisées en amont du journalier, il nécessite en revanche de laisser au GRT une plage d'action plus importante au cours de la journée lui permettant de piloter réellement le niveau des capacités disponibles et de lui fournir les informations nécessaires à un tel pilotage fin du système. Son efficacité repose sur la mise en œuvre d'analyses prévisionnelles, il est naturellement associé à une gestion pro-active de l'équilibrage et donc à une fenêtre opérationnelle d'une durée suffisante. Associé à une fenêtre opérationnelle plus courte, nécessitant dès lors de disposer d'un volume de réserves contractualisées plus important, le modèle « marges » perd de sa pertinence économique.

Le dispositif de programmation et la mise en œuvre d'un modèle « marges » doivent être considérés comme le corollaire de l'absence de contraintes fortes pesant sur les RE et de la place significative laissée au signal-prix pour véhiculer les bonnes incitations aux RE dans le système français.

7. L'équilibrage du système et les flux sur le réseau sont gérés de manière conjointe. Cette démarche est partagée par de nombreux pays européens (Royaume-Uni, Espagne, Portugal, Danemark, Norvège, Suède, Finlande, etc). Ceci se traduit par des processus intégrés : une action prise sur l'équilibre offre-demande dans le cadre du marché d'ajustement est également analysée par rapport à son impact sur le réseau ; les offres présentant le meilleur impact simultané sur l'équilibre de la zone de réglage et les flux sur le réseau sont sélectionnées. Une telle approche repose nécessairement sur une localisation précise des capacités d'ajustement.

Même s'ils sont peu nombreux, d'autres pays européens ont fait le choix de dissocier l'équilibrage et la gestion des flux, les offres d'ajustement ne sont pas localisées physiquement sur le réseau. Le GRT résout alors les congestions sur le réseau par le biais de processus dissociés.

L'articulation fine entre la gestion de l'équilibrage et des flux sur le réseau permet une gestion de court-terme optimisée du système électrique. Elle réduit notamment les limitations préventives nécessaires au maintien des marges d'exploitation indispensables pour la gestion des flux sur le réseau, le GRT disposant d'une information précise et de leviers disponibles jusqu'au temps-réel en cas d'apparition effective d'une contrainte. Elle nécessite également une fenêtre opérationnelle de durée suffisante.

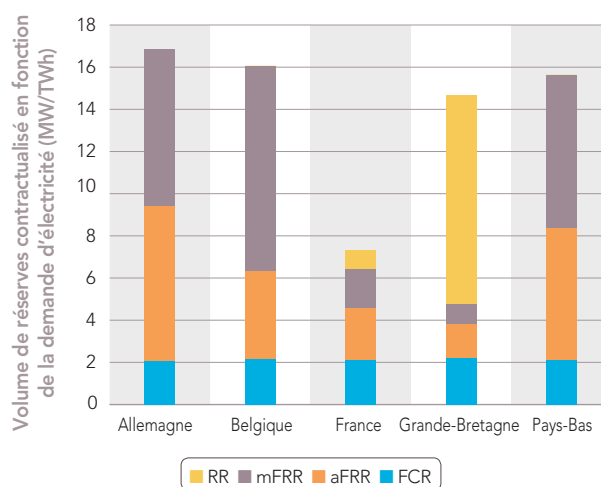
8. Les producteurs raccordés au réseau public de transport ont l'obligation légale d'offrir la puissance disponible sur le marché d'ajustement.

Cette obligation est consubstantielle au dispositif de programmation, à la gestion proactive de l'équilibre du système électrique et au modèle de sûreté. Elle n'empêche aucunement les producteurs de réaliser des actions sur le marché : les acteurs sont simplement tenus d'offrir au GRT ce qu'ils n'ont pas vendu sur les marchés. Au-delà de l'intérêt pour l'équilibrage et la gestion des flux sur le réseau, cette obligation constitue un outil efficace de contrôle de l'exercice du pouvoir de marché, notamment en permettant de détecter toute forme de rétention de capacité.

9. L'équilibrage du système électrique français repose sur la mutualisation de tous les gisements de flexibilité.

En complément de l'obligation d'offrir leur puissance disponible sur le mécanisme d'ajustement pour les capacités raccordées au RPT et des réserves contractualisées pour répondre à des besoins d'équilibrage « rapides », la présence d'offres dites « libres » permet à toutes les capacités (flexibilités de consommation raccordées au RPT et aux RPD et capacités de production raccordées aux RPD) de proposer des offres leur permettant de valoriser leur potentiel de flexibilité aux échéances proches du temps réel et en dehors de tout processus de contractualisation.

Figure 1 – Répartition des volumes de réserves contractualisées dans une sélection de pays européens pour l'année 2014



Source : Plateforme Transparence – ENTSO-E
Analyse : RTE

Ce cadre permet à un panel large de capacités de formuler des offres et à RTE de disposer de tout le potentiel de flexibilité du système électrique pour assurer sa mission d'équilibrage et de réduire ainsi les besoins de contractualisation de réserves.

Il contribue à faire de la France l'un de pays d'Europe où le niveau des réserves contractualisées est le plus faible.

10. Les offres d'ajustement ne sont pas standardisées et reflètent finement les aptitudes physiques des actifs sur lesquelles elles reposent, permettant ainsi à toutes les flexibilités d'être offertes sur le marché d'ajustement. Cela réduit en l'état les possibilités d'échanges transfrontaliers.

11. Les offres d'ajustement sont soumises par des fournisseurs de services d'ajustement, ayant un rôle distinct de celui des RE et les offres d'ajustement activées sont systématiquement contrôlées. Les fournisseurs de services d'ajustement ont des responsabilités propres et reçoivent des incitations spécifiques relatives à la bonne réalisation des ajustements, éventuellement différentes de celles des RE. À ce titre, chaque activation d'une offre donne lieu à un contrôle spécifique du service rendu selon des modalités définies dans les règles de marché.

Ces modalités de contrôle systématique permettent d'assurer en permanence le bon fonctionnement du dispositif (i) en assurant la bonne réalisation des ajustements, (ii) en encadrant précisément le niveau de fiabilité attendu pour les offres d'ajustement et (iii) en incitant les fournisseurs de services d'ajustement à déclarer leurs défaillances au plus tôt. Par ailleurs, la distinction des rôles associée à des modalités de contrôle systématique permettent la participation de fournisseurs de services d'ajustement indépendants des RE/fournisseurs des sites.

D'autres pays européens confondent les rôles de fournisseur de services d'ajustement et de RE et n'effectuent pas de contrôle spécifique : la mauvaise exécution d'une offre se traduit par un écart dans un périmètre de RE et la participation des fournisseurs de services d'ajustement indépendants des fournisseurs des sites est alors impossible.

12. Les offres d'ajustement peuvent être utilisées pour répondre à différents besoins relatifs à la gestion court terme du système électrique : équilibrage,

reconstitution des marges et des services système, gestion des contraintes réseau. Elles ne sont pas affectées, *ex ante*, à une utilisation spécifique. Cela permet donc d'utiliser les offres au meilleur coût en fonction des besoins, alors qu'une segmentation pourrait conduire à ne pas utiliser les meilleures offres disponibles.

13. Ce schéma de constitution des offres, décrit aux points 8 et suivants et reposant sur l'obligation d'offrir le disponible, l'existence d'offres libres et d'offres issues des différents processus de contractualisation menés par le GRT et sur une utilisation « non fléchée des offres » permet de disposer d'un carnet d'offres important. Cela permet une mise en concurrence accrue laquelle constitue, *a priori*, un gage d'efficacité économique.

1.2 Le marché d'ajustement est ouvert, concurrentiel et largement transfrontalier

En France, les marchés de l'électricité sont souvent associés à une forte concentration en raison de la présence d'un opérateur dominant. Or, plusieurs évolutions des règles de marché ont conduit à déconcentrer le marché français et il est ainsi utile de présenter dans ce livre vert une évaluation du degré de concurrence qui règne au sein du marché d'ajustement en utilisant les outils traditionnels de mesure de l'intensité concurrentielle sur un marché donné (p. ex : l'indice de Herfindahl-Hirschman).

1. Le marché d'ajustement est ouvert à la participation de capacités situées à l'étranger depuis sa

Figure 2 – Répartition des offres d'ajustement activées à la hausse en fonction de leur origine géographique en 2014

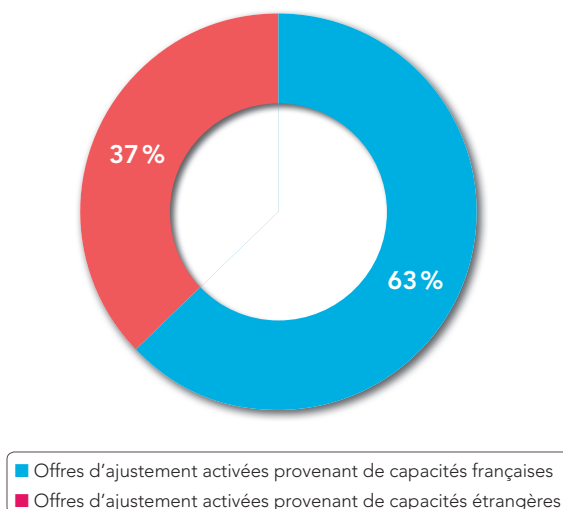
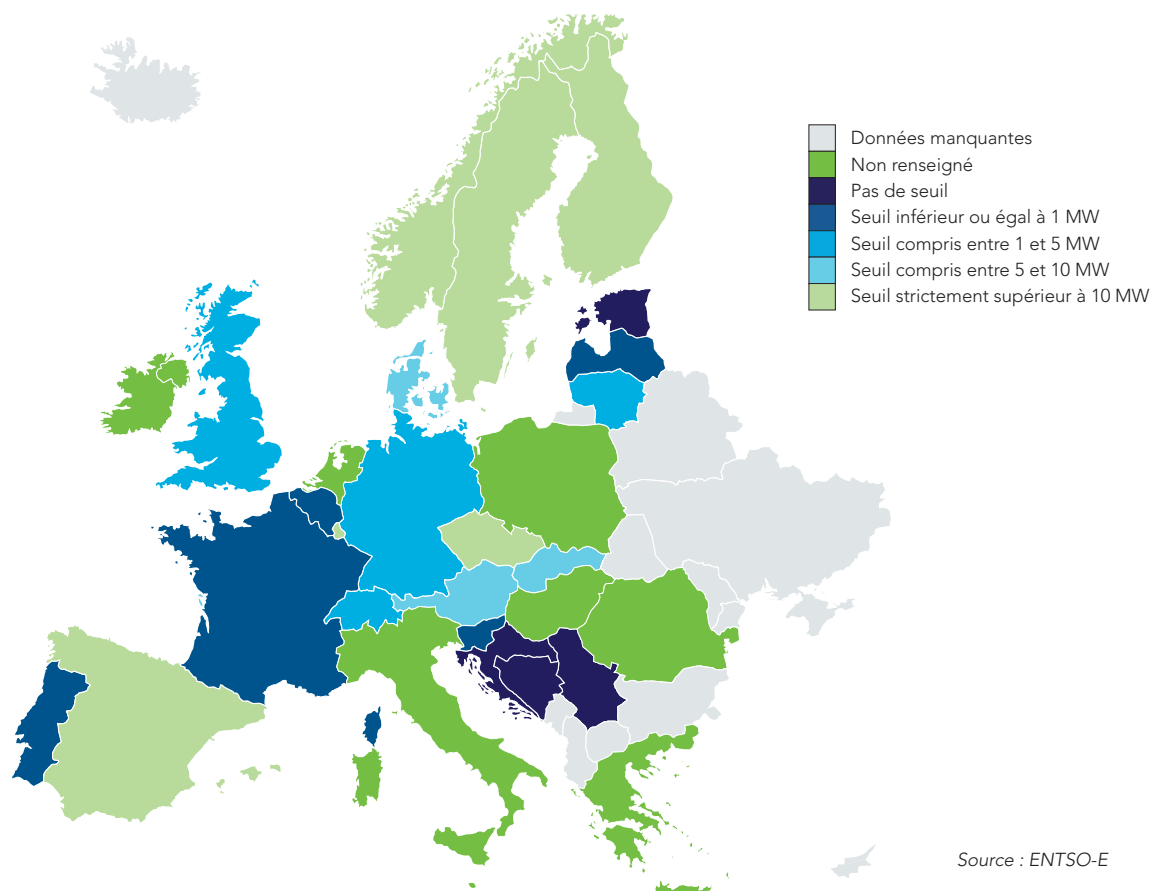


Figure 3 – Seuil de participation des flexibilités aux différents marchés d'ajustement européens



création. Ces capacités représentent aujourd'hui un tiers de l'ajustement français. Parmi les pays européens, la France présente, avec les pays nordiques, le marché d'ajustement le plus ouvert à ses voisins.

2. Tous les types de flexibilités (flexibilité de production, flexibilité de consommation) raccordées au réseau de transport comme aux réseaux de distribution peuvent participer au marché d'ajustement. Cette ouverture est due à un important travail de régulation récemment réalisé au sein du marché français et visant à ouvrir le marché d'ajustement aux flexibilités quelles que soient leur taille et leur nature. Depuis 2010, les règles ont évolué significativement pour supprimer toutes les barrières techniques à l'entrée des « petits sites ». Les flexibilités peuvent participer unitairement (avec un seuil de participation fixé à 1 MW aligné sur les meilleures pratiques européennes) ou de manière agrégée (avec une suppression des barrières à l'agrégation grâce au programme du « multi-tout »). Ces modalités ont permis une déconcentration progressive du marché

de l'ajustement et une amélioration de l'efficacité économique.

3. Une autre caractéristique du marché d'ajustement français est qu'il est le théâtre d'une concurrence effective entre une variété importante d'acteurs. Ce résultat est le fruit d'un travail approfondi sur les produits utilisés par RTE, visant à permettre à la concurrence de jouer partout où cela est possible.

Ainsi, et à titre d'exemple, la part de marché de l'opérateur historique (EDF) représente seulement 50% du marché de l'énergie d'ajustement manuel à la hausse et moins de 20% de la capacité d'ajustement manuel (réserves rapide et complémentaire).

En particulier, RTE a engagé en 2012 un travail conduisant à faire évoluer largement les modalités de contractualisation afin d'assurer une participation plus large de nouvelles flexibilités (capacités agrégées, consommateurs) aux différentes réserves.

Figure 4 – Concentration du mécanisme d'ajustement en France

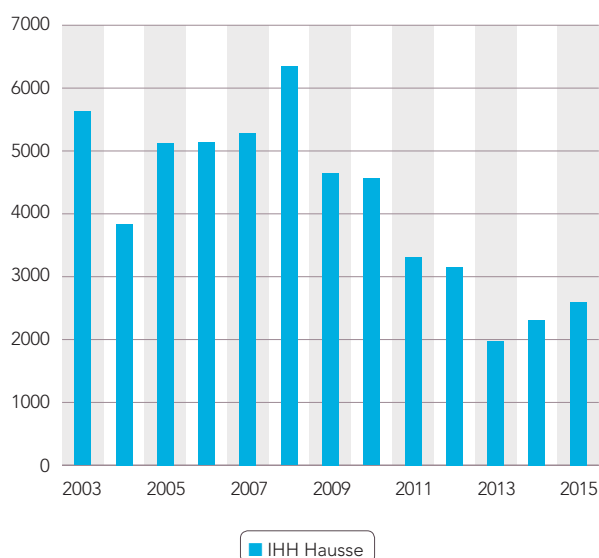
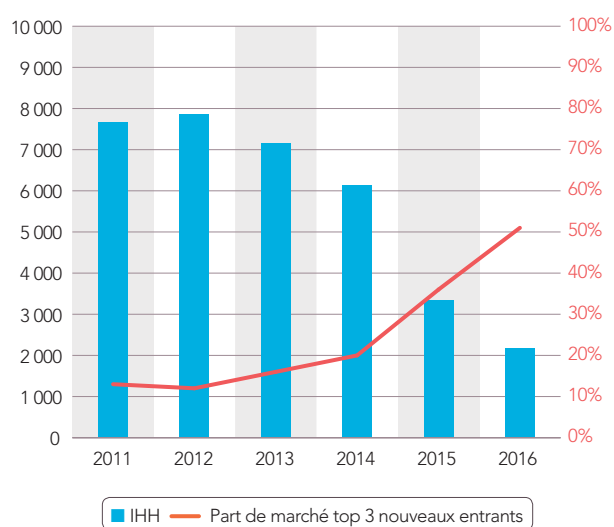


Figure 5 – Concentration du marché des réserves rapide et complémentaire en France



D'une part, les produits ont été très fortement segmentés en adoptant :

- un lotissement temporel qui permet aux candidats de formuler des offres distinctes pour les jours ouvrés et les jours non ouvrés. Ceci permet à des opérateurs de fournir de la réserve pendant certaines périodes

spécifiques (par exemple, les capacités d'effacement industrielles peuvent participer pendant la semaine alors que certaines ne sont pas opérationnelles le week-end) sans devoir recourir à un marché secondaire.

- plusieurs produits de réserve caractérisés par des durées d'utilisation différentes qui peuvent être offerts par les acteurs, permettent ainsi à un nombre plus important de formuler des offres et à un large panel de capacités de participer.

D'autre part, la pénétration de la production décentralisée a été favorisée : des cogénérateurs, des groupes électrogènes commandables raccordés aux réseaux publics de transport ou de distribution participent aujourd'hui aux différentes réserves.

Enfin, un effort spécifique a été réalisé pour intégrer la demande (cf. *infra*).

Ces aménagements ont permis d'une part d'ouvrir le marché et de réduire le coût des réserves pour la collectivité. Ainsi, la part de marché des actifs de production de l'opérateur historique sur le marché des réserves rapide et complémentaire représente moins de 20% en 2016, contre 100% jusqu'en 2011. Entre 2013 et 2016, le marché des réserves rapide et complémentaire s'est fortement déconcentré, caractérisé par un passage du IHH² de 7800 à 2000 en moyenne. En 2016, 9 acteurs se partagent le marché, dont 3 disposant d'une part de marché globale proche de 50%. Aucun de ces acteurs n'a un rôle pivot dans ce marché.

1.3 L'exemple de la réforme relative aux effacements de consommation : un modèle pour l'ouverture des marchés aux flexibilités

Depuis 2010, la France met en œuvre une réforme de son marché de l'électricité dont l'objectif est de lever l'ensemble des barrières à l'entrée du marché d'ajustement pour la fourniture de flexibilité à partir de sites de consommation (souvent qualifiée d'effacements de consommation), et, en particulier, pour les opérateurs de services spécialisés dans ce domaine d'activité, les *opérateurs d'effacement*.

En France, les réflexions sur l'ajustement ont joué un rôle pionnier dans la mise en place d'une politique de participation directe de la flexibilité des consommateurs

2. L'indice de Herfindahl-Hirschman (IHH) est un indice mesurant la concentration du marché. Il se calcule en faisant la somme des carrés des pourcentages de parts de marché de tous les acteurs, il varie entre 0 et 10000. Les orientations de la Commission européenne relient les valeurs de l'indice IHH à une caractérisation de la situation concurrentielle : IHH supérieur à 2000, le marché est considéré comme très concentré ; entre 1000 et 2000, le marché est moyennement concentré ; inférieur à 1000, le marché est peu concentré.

aux marchés. En lien avec l'Autorité de la concurrence et la Commission de régulation de l'énergie, RTE a développé un modèle avec pour objectif assumé de développer la concurrence entre ces opérateurs et les acteurs « traditionnels » du marché de l'électricité. L'élaboration d'un tel modèle s'appuie sur le constat que les opérateurs d'effacement sont à la fois les concurrents des fournisseurs pour accéder au potentiel de flexibilités et des producteurs d'électricité pour formuler des offres compétitives sur les marchés.

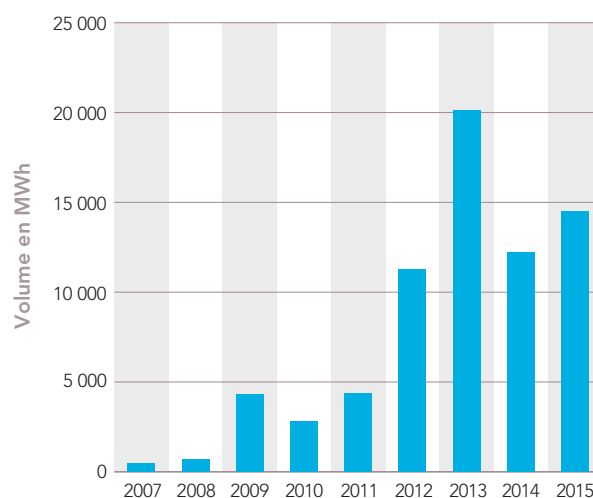
1. Concernant la concurrence entre opérateurs d'effacement et fournisseurs, le modèle développé par la France repose sur un cadre de régulation *a priori* de l'accès des opérateurs d'effacement aux consommateurs ; c'est ce modèle qui permet aux consommateurs ou aux opérateurs d'effacement d'exploiter le potentiel de flexibilité d'un site de consommation sans l'accord de leur RE ou de leur fournisseur et ainsi de garantir l'indépendance des opérateurs d'effacement à l'égard des fournisseurs d'électricité. En ce sens, il permet de favoriser la concurrence pour l'exploitation de la flexibilité des consommateurs. Ce programme ne trouve à ce jour d'équivalents que dans la zone PJM aux États-Unis.
2. L'ouverture des marchés aux opérateurs d'effacement a notamment conduit à élaborer une « muraille de Chine » contractuelle entre l'activité dudit opérateur et celle du fournisseur, reposant sur une intermédiation du GRT, permettant de garantir à l'opérateur d'effacement que ses actions sont confidentielles et ainsi de créer les conditions d'une concurrence équitable entre les acteurs de marché. Le GRT est en charge de prendre en compte les effacements de consommation dans les mécanismes de marché (et dans les périmètres des RE concernés) et de vérifier que les volumes d'effacement déclarés et valorisés par l'opérateur d'effacement correspondent bien aux volumes d'effacement effectivement réalisés. Le GRT est en effet le seul tiers à même de garantir qu'il y a bien une identité entre les flux physiques et les échanges commerciaux au sein du système électrique et de garantir la cohérence entre les mécanismes utilisés pour les effacements de consommation et l'ensemble des mécanismes régissant le fonctionnement des marchés de l'électricité.
3. Dans le même temps, RTE a proposé de compléter cette réforme « concurrentielle » pour permettre aux effacements de consommation d'être effectivement en mesure de formuler des offres compétitives sur les marchés et de concurrencer ainsi les producteurs d'électricité. Cette

réforme « technique » revêt autant d'importance que la première brique du modèle. Elle a notamment consisté en la suppression de toutes les barrières à l'agrégation des flexibilités. Ce travail permet la formation d'offres d'ajustement regroupant des capacités hétérogènes dans leurs caractéristiques ou leurs rattachements contractuels et conduit donc les opérateurs d'effacement à pouvoir agréger au sein d'un même périmètre et d'une même offre des consommateurs industriels, tertiaires, résidentiels raccordés au réseau de transport d'électricité et à plusieurs gestionnaires de réseaux de distribution, et disposant de plusieurs fournisseurs différents. Les gestionnaires de réseau public de distribution et le GRT sont donc en charge de gérer la complexité associée à la construction de ces périmètres constitués de sites hétérogènes et les agrégateurs disposent d'une grande souplesse dans la formation de leurs offres sur le marché. Ce programme dit du « multi-tout » a permis, en facilitant l'accès au marché d'ajustement, de renforcer la concurrence entre acteurs de marché. Pour disposer d'une telle souplesse, le législateur a confié un rôle de tiers de confiance au GRT qui est chargé de garantir une certification précise des volumes d'effacements réalisés aux différentes mailles pertinentes et doit donc disposer d'informations pertinentes et fiables sur les sites participant à l'effacement et sur la courbe de consommation de ces sites. Cela permet de garantir que les effacements valorisés sur les marchés correspondent effectivement à des baisses de consommation.

4. Un travail important a également été réalisé pour définir des produits permettant effectivement aux consommateurs de participer aux marchés de l'électricité (p. ex : la possibilité offerte aux acteurs de marché de formuler des offres différenciées pour les jours ouverts et non ouverts dans le cadre de l'appel d'offres pour les réserves rapide et complémentaire a permis de faciliter la participation des capacités d'effacement).
5. Enfin, le cadre de régulation permet déjà aux consommateurs résidentiels flexibles de participer à l'ajustement, y compris en l'absence de compteurs communicants. La loi et la réglementation définissent à cet effet un régime de qualification des données produites ou collectées par les opérateurs d'effacement. Le principe est celui d'une utilisation prioritaire des données produites par les gestionnaires de réseau, mais d'une possibilité d'utiliser toute donnée collectée ou produite par les opérateurs d'effacement si celles-ci sont plus pertinentes (pas de temps notamment), sous réserve que ces données aient fait l'objet d'une qualification préalable.

6. L'ensemble de cette réforme – concurrentielle et technique – a permis à la France de disposer d'un cadre de régulation permettant de créer les conditions d'une concurrence équitable sur le marché de l'électricité. En pratique, le marché de l'électricité français est donc passé du stade de marché « ouvert » aux effacements de consommation au stade de marché « favorable » aux effacements de consommation. Cela a notamment été mis en évidence par la *Smart Energy Demand Coalition* dans son observatoire du développement de l'effacement en Europe.
7. Cette politique s'est traduite par la participation accrue des effacements à l'équilibrage du système et ce malgré des conditions de marché particulièrement défavorables (prix de gros très faibles). La flexibilité des sites de soutirage représente en outre, en 2016, jusqu'à 40% de la réserve totale d'ajustement manuel et 10% de la réserve primaire totale.

Figure 6 – Participation des effacements de consommation au mécanisme d'ajustement



Le modèle d'équilibrage français repose largement sur la responsabilisation des acteurs (absence de restrictions aux échanges sur les marchés intrajournaliers, responsabilité financière) et une place importante laissée au fonctionnement des marchés. En contrepartie, le système prévoit une information systématique du GRT sur l'état du système (programmation «site à site» dès le J-1 pour la production, obligation d'offrir le disponible pour la production raccordée au RPT, possibilité de formuler des offres d'ajustement pour les effacements et la production raccordée au RPD en dehors de tout processus de contractualisation) ainsi qu'une gestion centralisée de l'équilibrage dans la fenêtre d'action exclusive du GRT.

Ce modèle rend possible une gestion conjointe de l'équilibrage et des flux sur le réseau : une action prise sur l'équilibre offre-demande dans le cadre du marché d'ajustement est également analysée par rapport à son impact sur le réseau. L'articulation fine entre la gestion de l'équilibrage et la gestion des contraintes techniques pesant sur le réseau permet une gestion optimisée du système électrique.

Les évolutions successives des règles de marché garantissent la participation effective de tous les types de flexibilités à l'équilibrage du système français, ce qui constitue l'un des points forts de la réforme récente des marchés de l'électricité en France. Cela permet de mettre en commun toutes les flexibilités disponibles au sein du système pour assurer son équilibrage.

Le GRT assure une gestion proactive du système et s'appuie sur un modèle de sûreté garantissant un suivi des marges disponibles au sein du système.

La combinaison de ces différentes caractéristiques conduit la France à disposer d'un niveau de réserves contractualisées très faible par rapport à ses voisins (cf. Figure 1, page 9).

Ces principes concourent à faire du marché d'ajustement français un dispositif peu coûteux selon les standards européens :

1. les coûts associés aux actions d'équilibrage sont faibles par rapport aux bases de comparaison (même si une partie des écarts peut être liée à des différences structurelles entre les marchés, ces dernières ne sont pas suffisantes pour les expliquer en totalité) comme en témoigne la Figure 7, représentant le coût de l'équilibrage

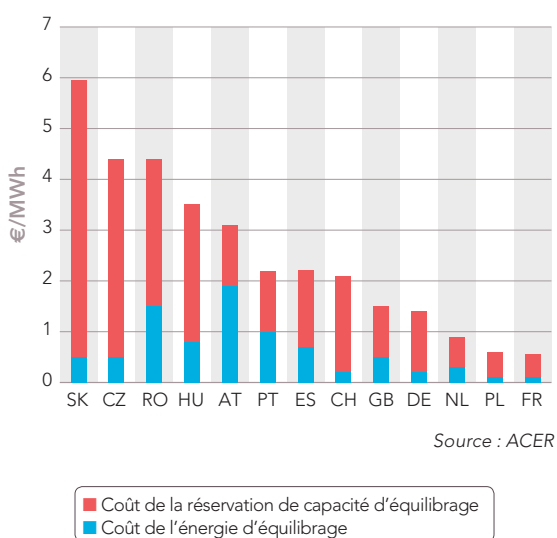
par pays rapporté à la consommation finale d'électricité (en €/MWh) ;

2. les coûts liés aux réservations de capacités sont réduits par rapport à nos voisins européens (cf. Figure 1) ;
3. les coûts liés à la gestion des congestions réseau (*re-dispatching* ou de *counter-trading*) sont également faibles en France par rapport aux autres pays européens.

Entre 2003 et 2016, le bilan de cette première période de fonctionnement et d'évolutions des processus d'équilibrage du système électrique français apparaît donc comme positif :

- ▶ d'un point de vue de la sûreté, les modalités techniques mises en œuvre ont conduit à respecter les critères de sûreté définis par les pouvoirs publics ;
- ▶ d'un point de vue du fonctionnement des marchés, les efforts soutenus en termes d'évolution de l'architecture de marché ont permis d'aboutir à un marché ouvert, concurrentiel et largement transfrontalier ;
- ▶ d'un point de vue économique enfin, les coûts d'équilibrage sont modérés en France en comparaison des coûts observés dans d'autres pays européens selon le rapport annuel de suivi des marchés publié par l'ACER.

Figure 7 – Coût de l'équilibrage rapporté à la consommation finale d'électricité dans une sélection de pays européens en 2014



2. LES ENJEUX DE DEMAIN

L'élaboration de la cible en matière d'équilibrage doit répondre à l'objectif de déclinaison du cadre européen en construction, fortement structuré autour du futur règlement *Electricity Balancing* (ci-après « règlement EB ») mais également autour d'autres règlements européens relatifs à l'exploitation du système électrique ou au fonctionnement des marchés journalier et infrajournalier.

Elle doit également s'inscrire dans les autres changements structurels en lien avec les objectifs de la transition énergétique, qu'ils soient définis au niveau européen, français ou territorial, en accompagnant notamment l'émergence des nouvelles flexibilités et en proposant aux acteurs de marché innovants un terrain de jeu adapté à leurs spécificités, efficace d'un point de vue économique, tout en répondant aux enjeux relatifs à la sûreté d'exploitation du système électrique.

2.1 L'intégration européenne des marchés d'ajustement est prévue par le 3^e paquet « énergie » et est en cours de construction

Après les marchés de l'énergie, l'équilibrage constitue la dernière étape clé de l'intégration européenne des marchés de l'électricité. C'est l'objectif de la Commission européenne de passer de marchés en grande partie segmentés à différentes mailles nationales ou régionales à un marché d'ajustement européen, comme c'est le cas pour les marchés journalier et infrajournalier, de manière à disposer de plus de liquidité et à accroître la concurrence entre les acteurs de marché.

Trois règlements européens, déjà en vigueur ou dans des stades avancés de finalisation viennent concrétiser cet objectif affiché par la Commission européenne :

1. le règlement *Capacity Allocation and Congestion Management* (CACM), entré en vigueur le 14 août 2015, définit le cadre réglementaire pour le calcul et l'allocation des capacités d'interconnexion transfrontalières aux acteurs de marché, ainsi que l'architecture cible pour les marchés journalier et infrajournalier. Il est en cours de déclinaison par les GRT européens ;
2. le règlement *Electricity transmission system operation*, récemment approuvé par les États membres au sein du *Cross Border Committee* (première étape dans la procédure d'adoption du règlement par la Commission européenne par voie de comitologie), définit les règles et processus applicables aux GRT et aux utilisateurs de réseau pour garantir la sûreté du système électrique européen ;

3. le règlement EB, en projet, définit les principes pour la mise en place d'un marché d'ajustement européen.

Au-delà des principes et des objectifs rappelés au sein de ces trois règlements, il semble indispensable d'une part de définir clairement le cheminement pour atteindre la cible – l'émergence du marché d'ajustement européen – et d'autre part de s'organiser face à l'ampleur de la tâche.

Le cheminement : choisir une philosophie d'harmonisation pour permettre l'émergence du marché d'ajustement européen

La gestion de l'équilibrage repose sur des principes hétérogènes dans les différents pays européens, et ce pour des raisons qui peuvent être aussi variées que la structure du réseau, les propriétés historiques du marché intérieur, le mix énergétique ou les caractéristiques de la consommation. Partant de cette situation, deux grandes stratégies sont possibles pour faire émerger un marché d'ajustement européen :

1. soit l'harmonisation complète à une maille régionale de l'ensemble des processus relatifs à l'équilibrage est considérée comme un préalable à l'émergence d'un marché d'ajustement supranational. Les GRT commencent alors par établir une stratégie partagée de gestion de l'équilibrage puis, une fois cette étape réalisée, les marchés d'ajustement peuvent naturellement être couplés. C'est l'approche qui a été retenue pour le couplage des marchés infrajournaliers en Europe ;
2. soit les parties prenantes prêtes à partager un produit d'ajustement standard établissent un marché supranational autour de produits définis en commun et harmonisent progressivement les processus concernés, en tant que de besoin et dans le respect des exigences réglementaires. Dans ce scénario, chaque produit d'ajustement peut faire l'objet d'une mise en commun au niveau européen sans passer par une étape d'harmonisation de l'ensemble des processus d'équilibrage et plusieurs mailles d'échange peuvent être envisagées en tenant compte des besoins des différents systèmes électriques. C'est l'approche qui a été retenue pour le couplage des marchés day-ahead en Europe.

Le projet XBID pour la déclinaison du modèle-cible pour l'échéance infrajournalière a mis en évidence la complexité et les délais associés à une solution reposant sur une harmonisation complète des processus à la maille européenne.

Ce retour d'expérience doit être pris en compte dans les réflexions sur la philosophie d'harmonisation européenne devant être retenue pour l'équilibrage. En effet, compte tenu de la forte hétérogénéité de départ, de la complexité

des processus d'équilibrage, des enjeux relatifs à la sûreté de fonctionnement des réseaux, il est illusoire de considérer qu'une harmonisation complète (même si elle ne se fait qu'à la maille régionale et non paneuropéenne) pourra intervenir dans les meilleurs délais pour l'équilibrage que pour l'échéance infrajournalière.

Même si elle permet de disposer de processus d'équilibrage parfaitement harmonisés à une maille régionale, cette solution risque par ailleurs de fractionner l'Europe en plusieurs régions devenant hermétiques entre elles.

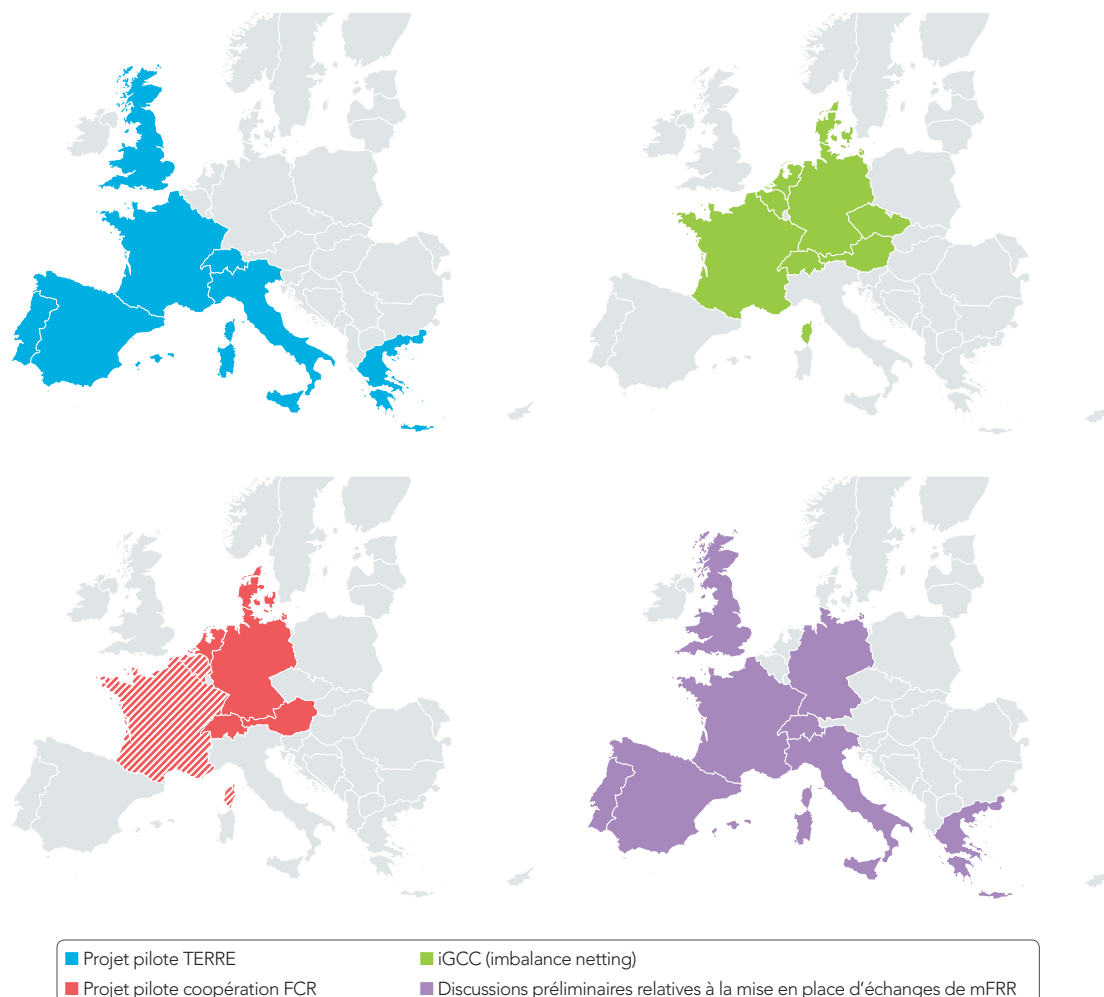
L'option d'une harmonisation par les produits présente aux yeux de RTE l'intérêt de pouvoir être mise en œuvre plus rapidement et de permettre davantage d'échanges en allégeant les prérequis d'harmonisation. Or, le véritable enjeu est bien d'aboutir à un marché d'ajustement européen. Pour ce faire, le prérequis fondamental réside surtout dans le partage de produits d'ajustement standards.

Au-delà du caractère pragmatique d'un tel choix, il apparaît, en première analyse, qu'une partie importante des gains pourrait être captée sans nécessiter une harmonisation complète préalable à la création des marchés correspondant aux différents produits d'ajustement.

RTE propose donc de poursuivre les travaux liés à la standardisation des produits d'ajustement. Pour disposer d'un marché liquide associé aux différents produits, il sera nécessaire d'en limiter le nombre, RTE propose que soit défini, dans la mesure du possible, un unique produit standard par type de réserve : aFRR, mFRR et RR.

Convaincu des bénéfices engendrés par la construction d'un marché d'ajustement européen, la France est d'ores et déjà engagée dans plusieurs projets européens : le projet pilote TERRE, la coopération relative aux échanges de réserve primaire et celle concernant l'*Imbalance Netting* (IGCC), ainsi que des travaux préliminaires sur la mFRR.

Figure 8 – Périmètre des projets européens auxquels RTE participe



La suite des travaux : il est nécessaire de s'organiser efficacement face à l'ampleur des changements à venir

Indépendamment de la cible finale du marché d'ajustement européen, il ne faut pas occulter l'ampleur des changements techniques à venir et leurs coûts associés : le projet de règlement européen EB, qui dans sa rédaction actuelle ne propose pas d'harmonisation complète des processus d'équilibrage entre les GRT européens, emporte déjà des modifications structurantes à fort enjeu technique associées à un programme de travail qui devra s'étaler sur les 10 ans à venir. Les acteurs de

marché français, les gestionnaires de réseaux de distribution et RTE devront porter des coûts de transition très élevés compte tenu de l'ensemble du périmètre concerné par les changements.

Qu'il s'agisse des choix en matière d'harmonisation ou de leur déclinaison dans le cadre réglementaire français, la construction d'un marché d'ajustement européen devra mobiliser l'ensemble des parties prenantes sur une longue période afin d'être en mesure de s'inscrire dans des débats à caractère technique et des processus de décision complexes au niveau européen.

Figure 9 – Les changements techniques majeurs introduits par le projet de règlement EB

	Aujourd'hui		Avec le projet de règlement EB
aFRR	Régulateur secondaire fréquence puissance (RSFP) français agit seul	➔	Le RSFP français n'agit plus de manière isolée avec la mise en place du solde des déséquilibres (imbalance netting)
	Activation des offres d'ajustement au pro-rata	➔	Activation des offres d'ajustement en fonction de la préséance économique
	Réservation et programmation symétrique de l'énergie de réglage secondaire	➔	Réservation et programmation dissymétrique de l'énergie de réglage secondaire
mFRR et RR	Offres d'ajustement implicites et explicites non standards	➔	Offres d'ajustement explicites
	Offres d'ajustement avec des caractéristiques hétérogènes	➔	Produits standards
GRT	Libre d'agir à tout instant pour l'équilibrage du système électrique	➔	Une séparation nette entre les marchés infra-journaliers et l'activité d'équilibrage du GRT
	Établissement d'une liste de préséance économique pour ses besoins propres	➔	Liste de préséance économique européenne
Règlement financier	Prix d'offre	➔	Prix marginal
	Modèle BSP-TSO pour les échanges transfrontaliers	➔	Modèle TSO-TSO pour les échanges transfrontaliers
	Prix de règlement des écarts repose sur un prix moyen pondéré des offres d'ajustement manuelles	➔	Prix de règlement des écarts repose sur un prix moyen pondéré des offres d'ajustement manuelles et automatiques
	Matrice de prix de règlement des écarts "dual price"	➔	Matrice de prix de règlement des écarts " single price "
	Pas de règlement des écarts non harmonisé	➔	Pas de règlement des écarts harmonisé

En particulier, et dans le cadre des débats européens, RTE sera particulièrement vigilant à ce qu'un partage équitable des coûts et des bénéfices soit garanti. En effet, il s'agit d'une condition essentielle pour la réussite et la pérennité de l'intégration européenne.

2.2 Le marché d'ajustement doit permettre l'intégration des nouvelles flexibilités en lien avec les objectifs nationaux et territoriaux de la transition énergétique

Au-delà des questions relatives à l'intégration européenne des mécanismes de marché, le système électrique est identifié comme un vecteur de la transition énergétique. Pour ce faire, il est nécessaire de proposer dans les règles de marché un terrain de jeu adapté aux capacités de la transition énergétique, et en particulier des énergies renouvelables, afin de leur permettre de s'insérer dans le système électrique et de formuler des offres compétitives pour l'équilibrage du système.

À la suite d'un important travail de régulation, la France a déjà mis en place un cadre novateur qui a permis d'accroître la participation des flexibilités de consommation au marché d'ajustement français et dont les résultats sont reconnus au niveau européen. **Les travaux à venir doivent permettre de pérenniser les acquis relatifs à la participation de la demande** et de poursuivre les évolutions des règles afin d'accompagner le développement de toutes les flexibilités en leur proposant un cadre adapté tant du point de vue des enjeux concurrentiels que techniques.

Malgré la place qu'elles occupent désormais dans le système électrique et le potentiel économique déjà identifié, les énergies renouvelables, et plus spécifiquement la production éolienne, ne participent pas au marché d'ajustement. Or, les règles du marché d'ajustement n'empêchent aucunement cette participation. Ainsi, et à l'instar de ce qui a été fait sur les effacements de consommation, un travail spécifique doit être réalisé pour disposer d'un cadre « favorable » à la participation des énergies renouvelables au marché d'ajustement. Le livre vert identifie certains obstacles et propose des évolutions permettant de répondre à cette ambition **de favoriser une meilleure intégration des énergies renouvelables dans le système électrique.**

Ce travail devra également s'inscrire dans la perspective plus large du paquet d'hiver et des réflexions menées au niveau européen pour adapter les marchés de l'électricité aux nouvelles technologies, et en particulier garantir que les énergies renouvelables soient effectivement en

mesure de participer aux marchés et d'offrir des services utiles au système électrique.

Il devra garantir que le marché de l'électricité soit toujours en mesure de véhiculer des incitations cohérentes avec les besoins physiques du système électrique.

Ce travail s'inscrit également dans une réflexion plus large sur la participation de toutes les flexibilités à l'équilibrage du système électrique. En particulier, les flexibilités raccordées aux réseaux publics de distribution revêtent une valeur croissante pour l'équilibrage mais aussi pour la gestion des congestions (notamment des congestions locales). Pour répondre à ce dernier besoin, la loi relative à la transition énergétique prévoit que les collectivités territoriales puissent proposer aux GRD, à titre expérimental et en association avec les consommateurs et les producteurs raccordés aux réseaux de distribution, des services de flexibilité locaux. Une disposition spécifique de la loi rappelle qu'une telle participation à un service local ne doit pas exclure la participation des flexibilités au marché d'ajustement. Il s'agit donc d'adopter la même philosophie que celle retenue historiquement pour les capacités raccordées au RPT : ne pas segmenter les besoins et permettre à toutes les capacités de répondre à tous les besoins du système électrique. **La mise en place d'une gestion coordonnée des flexibilités raccordées aux réseaux publics de distribution constitue donc l'un des enjeux majeurs de l'évolution de l'ajustement.** Le mode de coordination devra permettre d'optimiser la valeur économique des flexibilités et de répondre efficacement à tous les enjeux relatifs à la gestion du système électrique (gestion des réseaux publics de distribution, gestion du réseau de transport d'électricité et gestion de l'équilibre offre-demande).

Enfin, l'équilibrage doit tirer profit des possibilités issues des nouvelles technologies de l'information et de la communication aussi bien par les fonctions avancées mises en œuvre par les services de données proposés aux acteurs de marché que par la faculté de répondre rapidement aux besoins des nouveaux opérateurs proposant des flexibilités sur la base de technologies innovantes. Pour ce faire, les travaux doivent se concentrer sur plusieurs enjeux :

1. l'interface avec des plateformes européennes prévues par le projet de règlement EB, l'intégration d'un nombre croissant de flexibilités raccordées aux réseaux publics de distribution, la gestion coordonnée des flexibilités entre des mécanismes locaux et

l'équilibrage du système électrique vont amener une forte complexité des processus d'équilibrage alors que la fenêtre temporelle qui leur est dédiée va se réduire : **l'exécution des processus d'équilibrage va devoir s'accélérer**. Il est donc essentiel de pouvoir tirer parti des technologies innovantes et d'accompagner efficacement ces transformations ;

2. l'incitation à l'équilibre pour les RE se renforçant, ces derniers devront pouvoir **disposer de plus d'informations pour gérer leur périmètre et les obtenir plus rapidement**, en lien notamment avec les possibilités offertes par les compteurs communicants ;
3. les mécanismes de marché devront être en mesure d'évoluer rapidement pour répondre aux demandes des nouveaux acteurs de marché proposant des solutions innovantes. Le calendrier imposé par la déclinaison du règlement EB risque sinon d'empêcher en pratique toute innovation dans la production réglementaire.

2.3 Les évolutions du marché d'ajustement doivent permettre de disposer d'un niveau de sûreté et de performance économique *a minima* équivalents aux niveaux actuels

Tant l'objectif de faire émerger un marché d'ajustement européen que celui de permettre l'intégration de

nouvelles flexibilités ne doivent pas masquer les points sur lesquels RTE restera vigilant : le niveau de sûreté et la performance économique.

Sur le premier point, le marché d'ajustement, qui constitue le dernier levier d'action avant le temps réel pour réconcilier les échanges commerciaux avec les flux physiques sur le réseau, ne doit pas compromettre le niveau de sûreté dont RTE a la responsabilité.

Sur le second point, le processus d'équilibrage actuel du système électrique français a démontré son efficacité économique. **L'harmonisation des processus à l'échelle européenne ne doit pas conduire à un recul sur le plan de la performance économique et de la concurrence sur le marché d'ajustement.** Au contraire, si les modifications à venir des processus d'équilibrage doivent permettre de garantir leur meilleure intégration au niveau européen, elle doit également permettre d'ouvrir ces marchés à toutes les flexibilités. À cet égard, RTE sera particulièrement vigilant à ce que l'ensemble des travaux réalisés au niveau français au cours des dernières années pour accroître la concurrence et favoriser la participation de nouveaux acteurs au sein du marché d'ajustement puissent s'intégrer harmonieusement dans les nouvelles règles découlant de l'application du règlement EB.

3. PLUSIEURS LIGNES DIRECTRICES PEUVENT ÊTRE ESQUISSÉES POUR DÉFINIR LA CIBLE DU MARCHÉ D'AJUSTEMENT FRANÇAIS

Ce livre vert répond à plusieurs objectifs :

1. il introduit les questions-clés relatives à la future architecture du marché d'ajustement (cf. *supra*) ;
2. il propose des grandes orientations, qui sont présentées dans la suite du document. Dans certains cas, plusieurs scénarios d'évolution sont envisagés.

Ces premiers éléments seront complétés dans un livre blanc publié à l'hiver à la suite du retour des acteurs de marché, des orientations de la Commission de régulation de l'énergie, et de la finalisation par RTE d'analyses quantitatives sur les différents scénarios possibles. Ceux-ci seront évalués par rapport à la grille d'analyse suivante : (i) influence sur la sûreté, (ii) économie globale de la mesure (possibilités d'européanisation, optimisation des signaux d'investissement, minimisation des surcoûts d'évolution par rapport aux modalités et pratiques actuelles, etc.), (iii) transparence, (iv) cohérence avec les objectifs de la transition énergétique et (v) impact sur la concurrence.

Recommandation 1 : séquencer le marché infrajournalier et l'équilibrage en conservant une fenêtre opérationnelle exclusive pour le GRT d'une durée minimale d'une heure

L'une des caractéristiques fondamentales du processus d'équilibrage en France consiste en la combinaison d'une responsabilité financière portée par les acteurs de marché, au travers du dispositif de RE, et d'une gestion centralisée de l'équilibrage par le GRT à l'approche du temps-réel. Aujourd'hui aucune contrainte ne pèse sur la période pendant laquelle RTE peut prendre des actions destinées à rétablir l'équilibre entre l'offre et la demande, même si en pratique, celles-ci sont concentrées pour l'essentiel sur une fenêtre de 2 heures avant le temps-réel.

1. Les règlements EB et CACM posent les principes d'un séquençage temporel et donc d'une séparation explicite entre les marchés infrajournaliers transfrontaliers et l'équilibrage. Le règlement CACM prévoit par ailleurs que la clôture des marchés infrajournaliers transfrontaliers n'intervienne pas plus d'1 heure avant le début de l'échéance concernée. Les acteurs de

marché doivent pouvoir modifier leurs programmes, déclarer de nouvelles transactions sur le marché local, mettre à jour leurs offres d'ajustement après la clôture des marchés transfrontaliers. Aujourd'hui, les nominations aux interconnexions sont assujetties à un système de 24 guichets aux heures rondes, ainsi qu'à un délai de neutralisation d'1 heure. Ces modalités sont compatibles avec les règlements européens ; elles conduisent RTE à disposer d'une fenêtre opérationnelle comprise entre 1 et 2 heures. **En application du règlement EB, dès l'entrée en vigueur de celui-ci, RTE limitera ses actions d'équilibrage dans une fenêtre temporelle comprise entre 1 et 2 heures avant le temps-réel.**

2. À moyen terme, la durée de la fenêtre opérationnelle pourra être réduite par rapport à cette situation. Notamment, le nombre de guichets de nominations aux interconnexions pourra être mis en cohérence avec le pas de temps des marchés, lui-même devant être cohérent avec le pas de temps de règlement des écarts (cela signifierait de passer de 24 guichets actuellement à 48 guichets pour un pas de règlement des écarts à 30 min, ou de passer à 96 guichets pour un pas de règlement des écarts à 15 minutes). Au-delà de ces évolutions possibles, **RTE souhaite conserver, en cohérence avec le règlement CACM, une fenêtre opérationnelle d'1 heure *a minima* afin d'assurer une gestion conjointe, centralisée et proactive de l'équilibre du système et des flux sur le réseau.** Une fenêtre opérationnelle inférieure à 1 heure aurait des conséquences sur la gestion de l'équilibrage et des flux sur le réseau : elle nécessiterait de disposer de plus de réserves automatiques pour la gestion de l'équilibre offre-demande et d'augmenter les marges d'exploitation pour la gestion des flux sur le réseau en imposant plus de limitations à caractère préventif. L'augmentation de ce volume de contractualisation conduirait certaines capacités aujourd'hui actives sur les marchés journalier et infrajournalier à ne plus pouvoir offrir de flexibilité à ces échéances de temps. La mise en œuvre d'une gestion centralisée et proactive et d'une gestion conjointe de l'équilibre offre-demande et des flux sur le réseau nécessitent donc de disposer d'une fenêtre opérationnelle d'une durée suffisante. Même faible, la réduction de la fenêtre opérationnelle, réduira la participation de certaines filières au marché d'ajustement. Au-delà de cette première analyse qualitative, RTE quantifiera différents scénarios associés à différentes hypothèses de durée de la fenêtre opérationnelle dans la suite des travaux.

Recommandation 2 : conserver un dimensionnement dynamique des capacités requises pour l'équilibrage du système électrique

La gestion dynamique des capacités requises pour l'équilibrage du système électrique est au cœur du modèle « marges » actuellement en vigueur. Celui-ci, présenté *supra*, est efficace sur le plan technique et contribue notamment au faible volume de réserves contractualisées pour l'équilibrage du système français. Il conduit néanmoins à des interventions ponctuelles de RTE, hors de la fenêtre opérationnelle, pour reconstituer les marges si celles-ci viennent à manquer. Afin de disposer d'éléments quantitatifs, RTE a confié au cabinet Microeconomix la réalisation d'une étude spécifique sur l'efficacité économique de ce modèle.

1. Les analyses qualitatives conduites par Microeconomix semblent indiquer que le modèle « marges » est efficace économiquement dans le contexte français. RTE partage en grande partie cette analyse. L'orientation retenue consiste donc à maintenir ce modèle en l'adaptant au cadre du futur règlement EB et à instruire les pistes d'amélioration identifiées par Microeconomix et RTE.

2. Ces pistes consistent notamment :

- ▶ à étendre et affiner le dispositif de programmation ;
- ▶ à maintenir une obligation d'offrir le disponible ;
- ▶ pour RTE, à continuer de à prendre des actions hors fenêtre opérationnelle, non pour équilibrer le système électrique, mais pour piloter finement le niveau des capacités requises ;
- ▶ pour RTE, à avoir la possibilité – en cas de nécessité – de rendre indisponibles les offres d'ajustement reposant sur des flexibilités ayant une contrainte de stock en énergie³.

Recommandation 3 : maintenir le principe d'une gestion coordonnée entre l'équilibrage et les flux sur le réseau et l'étendre pour les besoins locaux

En France, l'équilibrage du système et les flux sur le réseau sont gérés conjointement de manière à en minimiser les coûts. Ceci se traduit par des processus intégrés : une action prise sur l'équilibre offre-demande dans le cadre du marché d'ajustement est également analysée par rapport à son impact sur le

réseau ; les offres présentant le meilleur impact simultané sur l'équilibre de la zone de réglage et les flux sur le réseau sont sélectionnées. L'articulation fine entre la gestion de l'équilibrage et la gestion des contraintes techniques pesant sur le réseau permet une gestion de court-terme optimisée du système électrique ; elle repose nécessairement sur une localisation précise des capacités d'ajustement et sur la possibilité offerte au GRT de disposer d'un ensemble important d'offres permettant de répondre à tous les besoins. En d'autres termes, il s'agit d'éviter de segmenter les offres d'ajustement, qu'il s'agisse d'offres libres ou d'offres issues de capacités contractualisées, en fonction d'un besoin spécifique du système électrique. En effet, une telle fragmentation conduirait, pour un même niveau de service, à retirer un volume supplémentaire d'offres des échéances de marché antérieures et à accroître ainsi le coût de l'équilibrage pour le consommateur. La mise en œuvre de ce modèle repose donc sur une participation effective de toutes les flexibilités tant aux besoins d'équilibrage qu'à la gestion des contraintes techniques sur le réseau. Ainsi, de nombreuses capacités de production ou d'effacement, raccordées au RPT comme aux RPD, participent aujourd'hui régulièrement au marché d'ajustement, pour l'équilibre offre-demande national ou la gestion des congestions sur le réseau public de transport.

Ce principe d'une gestion coordonnée de l'équilibrage et des flux en utilisant l'ensemble le plus large possible de capacités contribue aux bonnes performances économiques du modèle français. RTE considère nécessaire de le maintenir, tout en l'adaptant aux évolutions du système électrique.

Il s'agit en particulier de prévoir l'articulation entre d'une part la gestion par RTE de l'équilibre offre-demande national et des congestions sur le réseau public de transport et, d'autre part, les mécanismes utilisés par les GRD pour répondre aux besoins de gestion des flux sur les réseaux qu'ils exploitent. Ainsi, les flexibilités seront effectivement en mesure de répondre à l'ensemble des besoins du système électrique et pourront être utilisées par RTE ou les GRD de manière conjointe en fonction de leurs besoins respectifs. Cette absence de segmentation permet une utilisation optimale des flexibilités disponibles.

À l'avenir, le futur modèle de gestion des flexibilités en France pourrait ainsi reposer :

3. En effet, aujourd'hui, il existe gestion spécifique des flexibilités assujetties à une contrainte de stock en énergie : ces flexibilités doivent être maintenues disponibles pour les périodes de la journée à plus fort risque de tension sur l'équilibre offre-demande. Cette gestion spécifique serait maintenue.

1. sur la faculté pour les fournisseurs de services d'ajustement de continuer à formuler des offres sans les segmenter entre les différents besoins : équilibrage, reconstitution des marges, gestion des contraintes réseau ;
2. sur le maintien d'une information sur la localisation précise des capacités utilisées, de manière à permettre qu'une action prise dans le cadre de l'équilibrage soit également analysée par rapport à son impact sur le réseau ;
3. sur la possibilité pour les gestionnaires de réseau d'imposer des limitations à l'activation de ces flexibilités en cas de contraintes : dans ce cas, un régime financier spécifique pourra être défini afin de tenir compte des éventuelles pertes d'opportunité des acteurs de marché tout en renvoyant des incitations économiques pertinentes ;
4. sur la mise en œuvre d'une véritable gestion coordonnée entre RTE et les GRD des flexibilités raccordées aux RPD, qui permettrait (i) de traiter *a priori* les éventuels cas de conflit entre un besoin local et un besoin national et (ii) d'utiliser les flexibilités pour résoudre les contraintes RPT, RPD ou pour des besoins d'équilibrage. Plusieurs modes de coordination peuvent être envisagés pour atteindre ces objectifs ; ceux-ci devront faire l'objet de travaux spécifiques avec les GRD, et de concertations avec les acteurs de marché.

Recommandation 4 : donner aux RE tous les leviers et les informations pour un équilibrage au plus proche des besoins du système

À l'avenir et en application du règlement EB, l'équilibre du système reposera davantage sur les RE. Cela implique que ceux-ci disposent des leviers, informations et incitations nécessaires pour s'équilibrer effectivement.

1. **Les RE doivent disposer de leviers de flexibilité notamment grâce à un marché intrajournalier liquide et concurrentiel au niveau européen.** Ces dernières années, le marché intrajournalier français a connu une augmentation continue du nombre de participants et des volumes. La dynamique observée doit se poursuivre. Conscient de cet enjeu, RTE œuvre à la réussite du projet XBID mais souhaite également valoriser les autres initiatives permettant d'attribuer la capacité de manière efficace aux interconnexions, en étendant notamment à toutes les frontières le principe des enchères implicites ou explicites.

2. Les RE doivent être informés de leurs écarts et de l'écart du système au plus proche du temps réel.

Des évolutions des dispositifs de comptage, de profilage et des systèmes d'information associés sont nécessaires pour permettre une information plus précise et plus proche du temps réel. Aujourd'hui, les RE disposent d'une première évaluation de leurs écarts au plus tard 2 semaines après le temps-réel, selon la nature des sites composant leur périmètre. Cette durée doit être réduite.

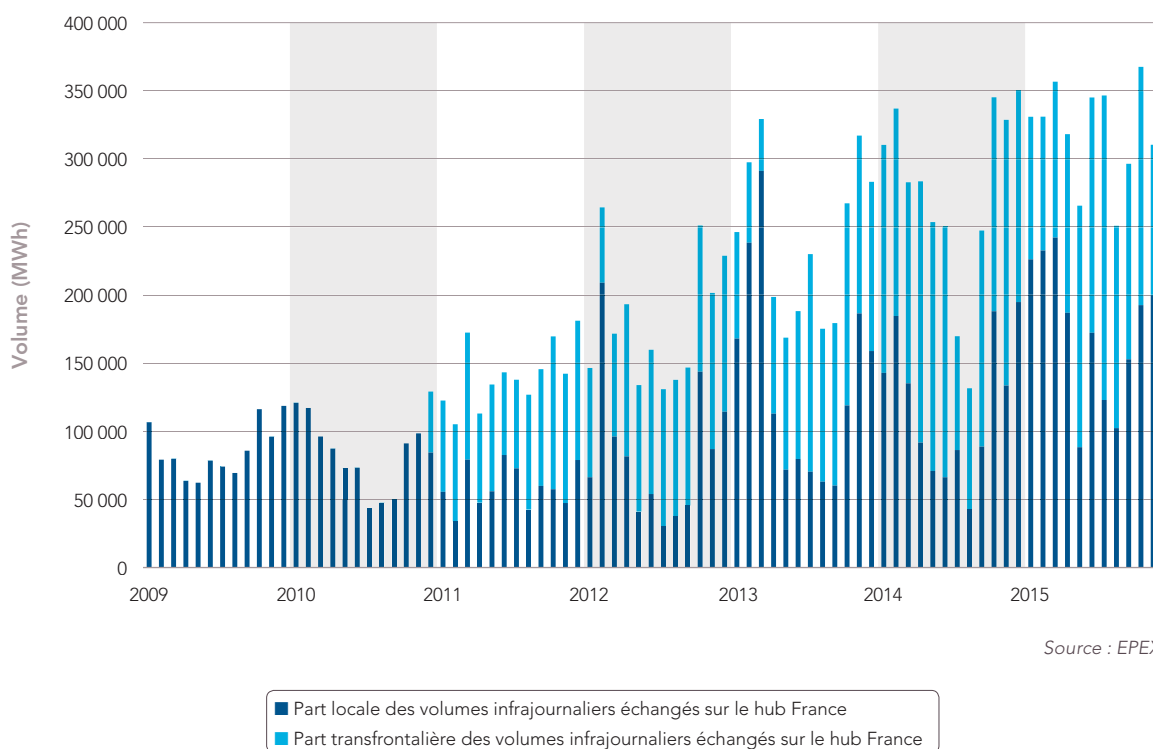
3. Les RE doivent être individuellement incités à prendre des actions pertinentes en amont de la fenêtre opérationnelle du GRT.

Cela nécessite que le prix de règlement des écarts soit, d'une part, plus incitatif et d'autre part, qu'il conduise réellement les RE à piloter leur équilibre *via* une connaissance fine de leur portefeuille. Or, en pratique, les dispositifs normatifs actuels qui concernent une part très significative de la consommation électrique française ne reflètent pas les consommations réelles des consommateurs.

D'une part, le mode de formation du prix de règlement des écarts devra évoluer : passage au *single price* dans les règles MA-RE v8, prise en compte d'offres d'ajustement rémunérées au prix marginal, adaptation du coefficient incitatif – « coefficient k » – utilisé dans le calcul du prix de règlement des écarts pour inciter les acteurs à l'équilibre. Ces évolutions sont en partie prévues par les règles MA-RE v8. D'autres doivent être déclinées dans les prochaines versions des règles.

D'autre part, le dispositif de profilage pourrait être raffiné comme cela a récemment été souligné par les acteurs dans le cadre de l'initiative nordique pour la gestion des compteurs communicants et dans le rapport du CEER sur les effacements de consommation. En effet, l'utilisation de profils normatifs dans le cadre de la reconstitution des flux peut engendrer une mauvaise affectation des énergies entre les RE disposant de sites profilés dans leur périmètre (52% de la consommation nationale est à ce jour établie par une approche normative). Aujourd'hui, les consommations estimées à partir des profils normatifs sont corrigées d'en moyenne 1500 MW par pas demi-horaire pour assurer la cohérence avec les énergies soutirées à l'interface entre le RPT et le RPD. L'intégration des énergies en compteur, deux ans après échéance, donne lieu à une nouvelle correction valorisée au prix spot et non au prix de règlement des écarts.

Figure 10 – Évolution des volumes infrajournaliers échangés sur le hub France



Or, le déploiement des compteurs communicants permet aux fournisseurs de développer des gammes d’offres d’une plus grande diversité et de valoriser l’aptitude des consommateurs à moduler leur consommation au travers d’une tarification dynamique de l’énergie et de l’utilisation des nouvelles technologies de l’information et de la communication. Il est important que ces nouvelles possibilités soient bien prises en compte dans les modalités de calcul des écarts pour en conserver tout le bénéfice pour la collectivité.

4. La réduction du pas de règlement des écarts de 30 minutes à 15 minutes en France est de nature à générer des coûts significatifs pour les gestionnaires de réseau et pour les acteurs de marché. Il ressort des résultats de l’étude réalisée par le cabinet Frontier Economics à la demande d’ENTSO-E que l’harmonisation du pas de règlement des écarts à 15 minutes ne conduit pas nécessairement à des bénéfices supérieurs aux coûts engendrés. Dès lors et compte tenu des faibles bénéfices identifiés pour la France, RTE a une préférence pour le maintien d’un pas de règlement des écarts à 30 minutes. Dans le cas où la décision serait prise d’harmoniser l’ensemble

des pays européens sur un pas de règlement des écarts de 15 minutes, elle relèverait ainsi davantage d’un choix politique que d’une analyse économique. RTE la mettrait alors en œuvre, mais estime qu’un partage des coûts au niveau européen pourrait être pertinent, les bénéficiaires n’étant pas uniquement localisés en France. Par ailleurs, l’échéance d’une telle transition devra nécessairement être définie en cohérence avec le futur règlement EB et en tenant compte des contraintes de l’ensemble des parties prenantes, pour ne pas imposer des coûts de transition encore plus élevés. Au jour de publication de ce livre vert, ces points n’avaient pas encore fait l’objet d’un arbitrage européen.

Recommandation 5 : privilégier un processus d’harmonisation basé sur la définition d’un nombre restreint de produits standards plutôt que sur une harmonisation systématique de tous les processus d’équilibrage

La gestion de l’équilibrage repose sur des principes fortement hétérogènes en Europe. Partant de cette situation, les deux options présentées au paragraphe 2.1 sont envisageables pour faire émerger un marché d’ajustement

européen : harmonisation complète à une maille régionale de l'ensemble des processus relatifs à l'équilibrage ou harmonisation progressive en se basant sur l'échange de produits standards définis au niveau régional.

1. L'utilisation de produits standards pour équilibrer le système électrique français permet d'accroître la liquidité du marché d'ajustement à un niveau régional et de tirer parti du potentiel de compensation des besoins entre pays européens. Leur nombre devrait être réduit au niveau européen, afin de maximiser les bénéfices liés à leur partage. **En première analyse, l'atteinte de cet objectif permettrait de capter une partie importante des gains liés à l'europeanisation : il n'est pas nécessaire de s'orienter vers une harmonisation complète des processus d'équilibrage.**
2. Sur un plan concret, cette approche se décline par un unique produit standard par processus (RR, mFRR, aFRR) afin d'assurer une liquidité suffisante pour le GRT et une maximisation de l'efficacité pour les fournisseurs de services d'ajustement :
 - ▶ le produit de RR, ayant un délai de mobilisation de 30 minutes, correspondra au produit partagé au sein de l'initiative TERRE ;
 - ▶ le produit de mFRR, ayant un délai de mobilisation de 15 minutes, devra permettre de respecter le délai préconisé par le règlement « *Electricity transmission system operation* » pour restaurer la fréquence de référence, à savoir 15 minutes. Dans le cas contraire, un redimensionnement de la réserve secondaire sera nécessaire ;
 - ▶ le produit de aFRR ayant un délai de mobilisation de 300 ou 450 s, devra faire l'objet d'une analyse de faisabilité technique et d'une analyse économique.
3. Les produits standards doivent être définis pour répondre le plus finement possible aux besoins d'équilibrage du GRT. Dans le cas contraire, un recours plus important à des offres spécifiques serait nécessaire.
4. Il est souhaitable (i) que les produits standards soient complémentaires dans le temps, afin d'éviter une fourniture d'énergie non maîtrisée lors du changement de pas de programmation aux interconnexions, (ii) que les produits standards comportent des exigences en matière de profil de puissance délivrée afin d'être capable d'assurer l'équilibrage du système électrique en puissance et (iii) que le besoin d'équilibrage soit physiquement couvert de la

même manière indépendamment de la localisation des offres d'ajustement sélectionnées. Dans le cas contraire, il serait nécessaire d'activer davantage d'offres d'ajustement pour un besoin d'équilibrage initialement identique, de manière à pallier certains effets indésirables.

5. Ce faible nombre de produits standards ne permet pas de résorber l'ensemble des déséquilibres. RTE continuera donc d'utiliser des produits spécifiques sous la forme d'offres implicites et éventuellement d'offres explicites non standards, dans les conditions prévues par le règlement EB. Les gains et les coûts associés à la standardisation du processus d'équilibrage ne sont pas évalués à ce stade.

Recommandation 6 : inciter les fournisseurs de services d'ajustement à la bonne réalisation de leurs offres en leur garantissant une juste rémunération et en s'appuyant sur un dispositif de contrôle systématique

Le mécanisme français repose actuellement sur la mobilisation de flexibilités indépendamment des RE. Ainsi, les ajustements sont réalisés par des acteurs identifiés comme des fournisseurs de services d'ajustement, et disposant d'un régime d'incitation spécifique à cette fonction. Ce régime repose à la fois sur des modalités relatives à la rémunération des offres d'ajustement et au contrôle de leur réalisation.

1. Les modalités de rémunération des offres seront harmonisées au niveau européen. Le règlement EB prévoit le principe général d'un règlement au prix marginal, dont la déclinaison précise sera établie ultérieurement. RTE propose que chaque plateforme d'échange de produits standards rémunère les offres d'ajustement activées au prix marginal.
2. Les modalités de contrôle des offres ne sont pas harmonisées par le règlement EB. Dans la mesure où le modèle d'équilibrage ne sera performant (du point de vue technique comme du point de vue économique) que si les offres d'ajustement sont effectivement bien réalisées par les acteurs, RTE souhaite maintenir un cadre incitant à la bonne réalisation des ajustements. Pour cela, il est souhaitable de maintenir un contrôle du réalisé systématique associé, le cas échéant, à un régime de valorisation spécifique des écarts entre les ordres d'ajustement envoyés par le GRT et les offres d'ajustement réalisées par le fournisseur de services d'ajustement.

3. Les modalités de valorisation des offres d'ajustement doivent être revues en profondeur avec pour objectifs (i) de les harmoniser entre injection et soutirage, (ii) de mettre en œuvre une incitation à délivrer le profil de puissance attendu et (iii) de favoriser la déclaration des indisponibilités en amont du temps réel afin de permettre une gestion centralisée des défaillances.
4. Conformément aux règlements européens mentionnés ci-dessus, RTE souhaite instruire l'opportunité d'une pré-qualification pour la totalité des capacités participant au marché d'ajustement.

Recommandation 7 : adapter le processus de contractualisation des capacités d'ajustement

Le processus de contractualisation des réserves rapide et complémentaire a beaucoup évolué au cours des dernières années afin d'accroître la concurrence. Comme exposé *supra*, 9 acteurs se partagent aujourd'hui le marché, dont 3 acteurs qui disposent d'une part de marché globale de 50%.

1. Dans la continuité des évolutions réalisées, les offres de capacité pourront être rémunérées au prix marginal sur les marchés de réserves.
2. En application du règlement EB, la contractualisation de capacités d'ajustement va se faire sur des échéances moins longues qu'aujourd'hui. Ce point est débattu : en effet, certains acteurs – en particulier des acteurs industriels – ont indiqué préférer disposer d'un cadre de contractualisation à plus long terme pour sécuriser leurs revenus et leur permettre ainsi d'offrir un prix compétitif. Ainsi, une contractualisation de capacités d'ajustement uniquement court-terme ne permet pas de sécuriser les investissements dans de nouvelles flexibilités et il serait donc préférable de conserver une part de contractualisation à moyen-terme.
3. L'europanisation de la contractualisation des capacités d'ajustement doit permettre de réduire les coûts pour la collectivité (grâce à une concurrence accrue en passant d'une maille nationale à une maille européenne, etc.). RTE sera moteur dans cette démarche. À l'instar des démarches entreprises sur la mise en commun de produits standards en énergie, les capacités d'ajustement vont devoir répondre à des exigences standardisées.

Recommandation 8 : assouplir et rendre plus dynamique le processus de constitution des capacités d'ajustement

De manière à favoriser la participation des flexibilités à l'ajustement, un travail en profondeur de réforme du marché d'ajustement a déjà été réalisé (*cf. supra*). Les règles techniques ont notamment été bouleversées dans l'optique de favoriser l'agrégation. Il s'agit de l'un des points forts du système mis en place en France.

RTE souhaite que ces travaux soient encore approfondis. Plusieurs pistes sont envisageables et feront l'objet de concertation avec les parties prenantes : les modalités de constitution des offres peuvent être assouplies, les modalités permettant de définir les sites participant à un ajustement peuvent également être rendues plus dynamiques.

1. Les possibilités d'agrégations déjà offertes par le modèle français doivent être maintenues, voire développées ; elles ont montré leur efficacité pour le développement de l'effacement et la participation aux réserves de capacités raccordées aux RPD.
2. En complément, la possibilité de disposer d'agrégats définis de manière plus dynamique qu'aujourd'hui et pouvant servir de support à plusieurs offres d'ajustement offrira des conditions plus favorables à l'activité des fournisseurs de services d'ajustement.
3. De tels assouplissements doivent se faire en respectant la capacité de RTE à gérer finement les flux sur le réseau afin de garantir la sûreté du système.

Recommandation 9 : intégrer en pratique les énergies renouvelables au marché d'ajustement

La participation des énergies renouvelables (ci-après « EnR ») au marché d'ajustement présente un réel intérêt économique. Cet apport est illustré dans le rapport portant sur la valorisation socioéconomique des réseaux électriques intelligents publié le 9 juillet 2015 par RTE et ses partenaires dans le cadre du chantier Réseaux électriques intelligents de la Nouvelle France industrielle.

RTE s'est engagé à préciser, dans le cadre du livre blanc sur l'équilibrage du système français, l'ensemble des gains associés à une telle participation par rapport aux coûts. Cependant, dès la rédaction de ce livre vert, certaines pistes peuvent être envisagées pour permettre une plus grande intégration des EnR au marché d'ajustement.

1. Des obstacles réglementaires empêchent aujourd'hui les EnR de participer au marché d'ajustement : (i) l'existence d'un régime contractuel spécifique interdit certaines capacités d'offrir leur flexibilité à RTE, (ii) les dispositifs de soutien en vigueur peuvent conduire certains exploitants à ne pas participer au marché d'ajustement au préjudice de l'intérêt collectif et (iii) les conditions réglementaires de la participation des EnR dépendent du domaine de tension de raccordement ce qui peut générer de la complexité.
2. Au-delà de ces questions, RTE propose d'instruire des évolutions des règles MA-RE qui permettront de passer d'un marché d'ajustement « ouvert » aux EnR à un marché « favorable » à la participation des EnR, à l'instar des réformes qui ont été mises en place pour l'effacement de consommation. En particulier, un travail sur les questions relatives à l'agrégation des capacités EnR pourra être envisagé afin de simplifier l'accès aux marchés pour les « petits » producteurs EnR.
3. S'agissant en particulier de la participation des EnR au marché d'ajustement, un travail devra être réalisé pour permettre à RTE d'interagir directement dans des délais très contraints avec les producteurs concernés tout en garantissant une bonne information des GRD pour que ces derniers aient connaissance des actions pouvant également avoir un impact sur leur réseau (cf. *Recommandation 3*). Ceci est essentiel, dans un contexte de réduction de la fenêtre opérationnelle du GRT et de numérisation de l'ensemble des processus du système électrique.
4. S'agissant des services système, des évolutions des dispositifs d'agrément et de contrôle des performances seront étudiées (EnR/stockage), à la suite du retour d'expérience des dispositifs mis en place sur l'effacement et de manière à tenir compte des caractéristiques propres à ces capacités.
5. En complément de l'instruction des règles relatives à la participation des EnR au marché d'ajustement, l'intégration massive des EnR au sein du système électrique induit de nouveaux besoins en matière d'information sur l'état du système électrique afin de permettre à RTE de réaliser sa mission d'équilibrage. Ces informations sont notamment nécessaires pour réaliser des analyses prévisionnelles fines sur l'état du système électrique et limiter ainsi le besoin de contractualisation de réserves (potentiellement coûteuses pour le consommateur français). Dans ce cadre,

le dispositif de programmation doit être étendu aux EnR. Ce point a déjà fait l'objet de discussions entre les pouvoirs publics et les acteurs de marché dans le cadre de la déclinaison de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte mais devra faire l'objet d'une seconde étape de déclinaison. Cette étape se déroulera en concertation avec les opérateurs et gestionnaires de réseaux concernés afin de garantir la mise en place d'un dispositif proportionné aux enjeux, et en particulier un dispositif ne conduisant pas à un excès de lourdeur administrative pour les installations EnR (et spécifiquement les petites installations).

Recommandation 10 : introduire davantage de flexibilité dans les méthodes de concertation

Les futures évolutions des règles MA-RE et celles relatives aux services système vont s'effectuer dans le cadre d'un processus de déclinaison long (environ 10 ans) et nécessiteront un fort investissement en temps pour les acteurs de marché. Les modifications envisagées sont d'une telle importance – y compris du point de vue de leur déclinaison opérationnelle – que leur mise en œuvre pourrait conduire à verrouiller le calendrier d'évolution des règles et à « empêcher » l'examen d'évolutions sortant du cadre présenté dans ce livre vert (et qui sera précisément défini dans le futur livre blanc).

RTE souhaite éviter ce type de verrouillage et formaliser l'existence d'un processus d'examen et de mise en œuvre de certaines évolutions des règles non prévues dans le calendrier d'ensemble de réforme de l'équilibrage du système électrique. Cette procédure accélérée, reposant sur un « coupe-file », doit permettre de garantir que les règles MA-RE et celles relatives aux services système restent des outils évolutifs et adaptés aux enjeux du système électrique.

1. Un premier calendrier des discussions relatives à l'équilibrage du système électrique au niveau européen comme au niveau français est présenté en annexe du livre vert. Ce calendrier doit permettre aux acteurs de disposer des informations nécessaires pour influencer le processus de décision au bon niveau et au bon moment. Il permet également à chacun d'avoir une vision à date de l'ampleur des travaux relatifs à la réforme du marché d'ajustement pour les prochaines années.
2. RTE propose de mettre en place une procédure accélérée, reposant sur un « coupe-file », pour permettre de tester certaines évolutions rapides dans les règles

sous la forme d'expérimentations. Cette procédure, si elle nécessite d'être contrôlée strictement, permettrait de favoriser l'innovation en autorisant un débouché rapide et en permettant de disposer d'un retour d'expérience concret lorsque ces évolutions devront être soumises à l'analyse critique des autres acteurs de marché.

3. RTE estime que ce champ expérimental peut permettre une respiration intéressante. Il nécessiterait de définir *a priori* le périmètre des évolutions concernées, les modalités de saisine et d'approbation des propositions par la Commission de régulation de l'énergie, les modalités spécifiques d'entrée en vigueur des dispositions concernées, les modalités

de retour d'expérience, la possibilité d'interrompre l'expérimentation si celle-ci ne s'avère pas concluante. Ces différents volets constituent autant de garanties envers les acteurs de marché qui ne seraient pas partis à l'expérimentation. L'expérience acquise sur les mécanismes de marché montre que ce type d'expérimentation doit être cadré d'emblée, pour des volumes limités.

4. C'est au sein de ces règles que les évolutions listées dans le cadre de la procédure «accélérée» devront être intégrées, si l'opportunité associée à leur généralisation se confirme. Le principe d'une révision annuelle des règles sera donc maintenu.

4. CONCLUSION

Le marché d'ajustement français ainsi que le processus d'équilibrage qui l'accompagne se trouvent à l'aube d'évolutions majeures. Ces évolutions vont représenter une charge de travail importante pour l'ensemble des parties prenantes afin d'affiner la construction de la nouvelle architecture des dispositifs de marché et de mettre en œuvre les changements permettant de décliner les dispositions du règlement EB.

Afin de disposer d'une vision partagée des enjeux, de permettre à chaque acteur d'avoir connaissance des principales évolutions et de présenter le calendrier associé à ces travaux, RTE, en lien avec la Commission de régulation de l'énergie, a souhaité engagé un processus de concertation basé sur une segmentation de type livre vert/livre blanc.

1. Le livre vert est destiné à éclairer les enjeux associés aux choix en termes d'architecture de marché, en segmentant les différentes questions et en proposant des analyses qualitatives associées aux différents choix. Il identifie de grandes orientations et définit plusieurs scénarios en leur sein. Il s'agit du présent document.

2. Le livre blanc sera alimenté par les retours formulés par les parties prenantes sur le livre vert, par les orientations de la Commission de régulation de l'énergie et par des analyses économiques visant à évaluer plus finement les enjeux associés aux différentes questions. Il sera publié à l'hiver.

L'ensemble de ces documents doit permettre d'élaborer une vision partagée des enjeux avec les acteurs de marché, avant d'engager des travaux chronophages mais qu'il sera nécessaire de mener à bien dans des délais très contraints. Un premier calendrier prévisionnel, matérialisant les jalons principaux, accompagne le livre vert. Il doit permettre d'échanger en amont sur l'organisation des différents travaux et d'alerter les acteurs de marché sur les instances (européennes ou nationales) et le calendrier dans lesquels les décisions doivent être prises.

Un travail constructif et collaboratif avec l'ensemble des parties prenantes est la condition *sine qua non* d'une transition réussie entre le marché d'ajustement actuel et celui de demain.



Le réseau de l'intelligence électrique

RTE
1, terrasse Bellini TSA 41000
92919 La Défense Cedex
www.rte-france.com