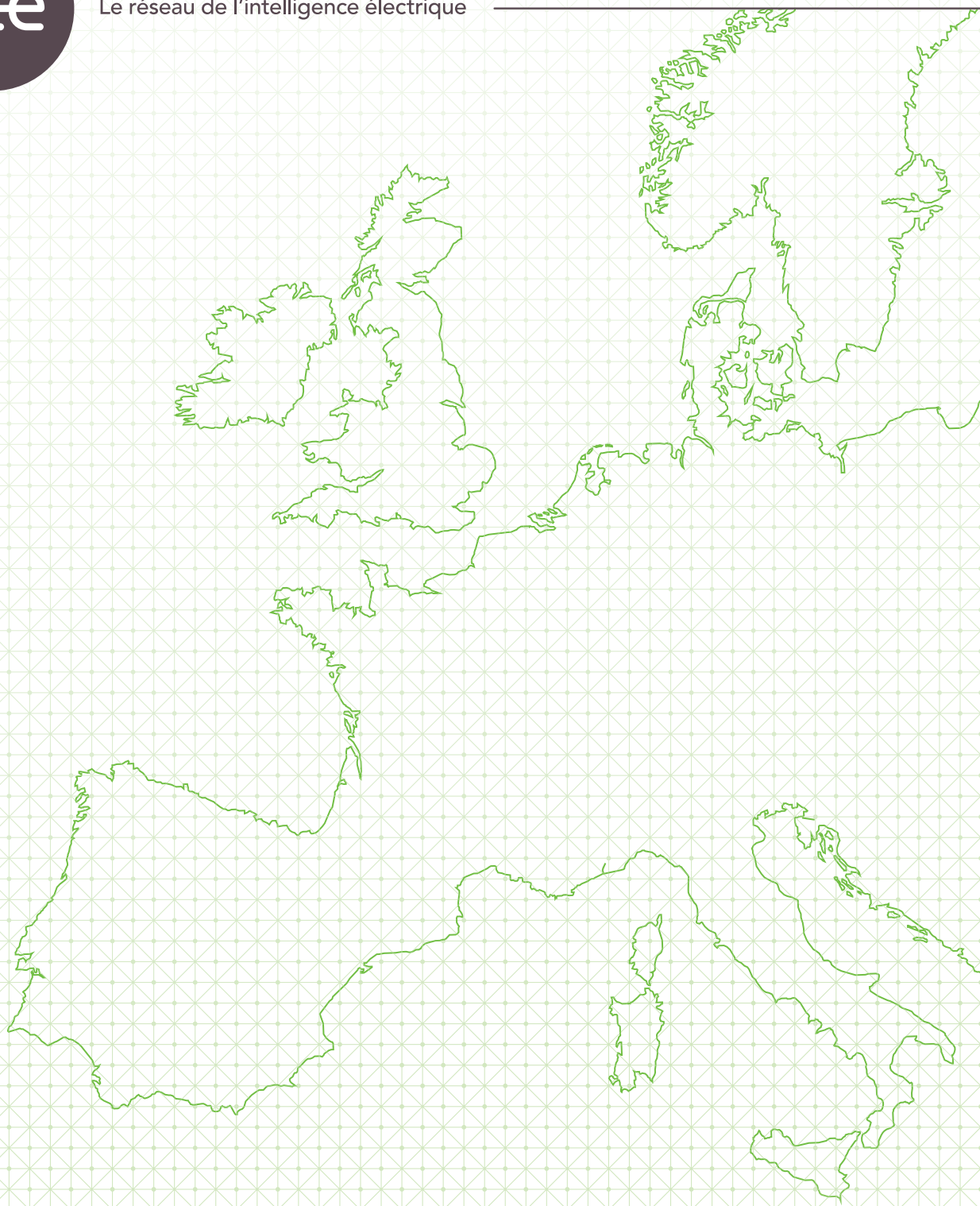
Le réseau de l'intelligence électrique



Juin 2016

Feuille de route de l'équilibrage du système électrique français

Livre vert

Feuille de route de l'équilibrage du système électrique français

Livre vert

Juin 2016

Synthèse

La construction du marché intérieur de l'électricité constitue une ambition politique forte de l'Union européenne. L'objectif poursuivi est clair : faciliter les échanges d'électricité entre Etats pour être en mesure de solliciter à tout instant les ressources les plus compétitives en Europe.

Dans ce contexte et dans le prolongement du couplage des marchés à l'échéance journalière et des travaux en cours sur l'échéance infrajournalière[1], l'émergence d'un marché d'ajustement européen et l'harmonisation des processus d'équilibrage représentent la prochaine étape d'européanisation et font donc l'objet d'une attention croissante des institutions et des parties prenantes européennes.

Les grands axes de cette européanisation seront définis en premier lieu par le règlement européen *Electricity Balancing*, en cours de discussion par les États membres dans le cadre d'une procédure de comitologie pilotée par la Commission européenne. Ce projet de règlement se fonde sur une proposition rédigée par ENTSO-E sur la base d'une orientation-cadre de l'ACER et emporte des modifications structurelles du modèle d'équilibrage retenu en France[2]. Son adoption est prévue pour fin 2016 et plusieurs dispositions entreront en vigueur rapidement : il est donc nécessaire d'anticiper sa déclinaison au niveau national.

Dans le même temps, le cadre de régulation relatif à l'équilibrage du système électrique doit tenir compte des objectifs de la transition énergétique : les énergies renouvelables occupent une place croissante dans le mix électrique et de nouveaux moyens de flexibilité émergent (effacements de consommation, moyens de stockage, etc.). Dans ce contexte, il est important d'adapter les marchés à cette nouvelle donne et de permettre aux nouveaux acteurs de proposer, au travers du marché d'ajustement, des services permettant d'assurer le bon fonctionnement du système.

C'est dans cette perspective que la Commission européenne a indiqué qu'elle intégrerait des dispositions complémentaires à celles prévues par le règlement *Electricity Balancing* dans la proposition de paquet législatif sur la réforme du marché de l'électricité qu'elle formulera à l'hiver 2016. En effet, ce paquet d'hiver aura notamment pour objectif de rapprocher la législation relative aux marchés de l'énergie de celle relative aux objectifs climatiques et environnementaux *(make the market fit for renewables)*.

Cette dynamique fait également écho aux importants travaux réalisés depuis 2010 en France pour intégrer les effacements de consommation aux marchés de l'électricité et à plusieurs dispositions prévues par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte pour permettre une meilleure insertion des énergies renouvelables dans les marchés (modification des dispositifs de soutien, réflexion autour des services de flexibilité locaux, etc.).

Ces différentes ambitions seront traduites dans les prochaines révisions des règles relatives au marché d'ajustement[3] : il s'agit ainsi d'un cycle crucial de réformes qui nécessite une implication forte de toutes les parties prenantes du secteur électrique. Dans ce contexte, RTE a souhaité, en lien avec la Commission de régulation de l'énergie, engager un processus de concertation basé sur une segmentation de type livre vert / livre blanc permettant de structurer les débats, de mettre en perspective les prochaines évolutions des règles et de présenter les principales options d'architecture pouvant être retenues pour l'équilibrage du système électrique français.

Les propositions présentées dans le livre vert feront l'objet d'orientations de la Commission de régulation de l'énergie, ainsi que d'analyses quantitatives menées par RTE au cours du second semestre. À l'issue de ces étapes, le présent document sera actualisé

1. Depuis février 2015, le couplage des marchés journaliers permet les échanges d'électricité entre 19 pays européens (couvrant 85 % de la consommation d'électricité en Europe).
2. 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.
3. Règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement, au dispositif de responsable d'équilibre et aux services système.

sous forme d'un livre blanc qui présentera les analyses coûts-bénéfices associées aux options d'architecture de marché retenues, précisera la cible pour l'équilibrage du système électrique français, et définira le calendrier pour la décliner. Ce livre blanc sera publié par RTE au cours du premier trimestre 2017.

LE MODÈLE D'ÉQUILIBRAGE RETENU EN FRANCE AUJOURD'HUI

Le modèle d'équilibrage français repose aujourd'hui largement sur la responsabilisation des acteurs (absence de restrictions aux échanges sur les marchés infrajournaliers, responsabilité financière) et une place importante laissée au fonctionnement des marchés (pas de contrainte de couverture imposée en J-1 par exemple). En contrepartie, le système prévoit une information systématique du GRT sur l'état du système électrique (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 pour les effacements, quel que soit leur niveau de raccordement, et pour la production raccordée au RPD) 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'équilibre offre-demande et des flux sur le réseau. Cette optimisation permet d'assurer le fonctionnement du système à moindre coût.

La discussion européenne a conduit à distinguer deux philosophies d'équilibrage. En France, la philosophie adoptée est résolument « proactive » (les déséquilibres probables sont traités avant d'être effectivement constatés). Elle s'appuie sur un modèle de sûreté reposant sur un suivi continu des marges disponibles qui permet de réduire, autant que possible, la contractualisation de réserves et ainsi la charge portant sur le consommateur.

Les évolutions successives des règles de marché ont permis de garantir la participation effective de tous les types de flexibilités à l'équilibrage du système français. Cette ouverture constitue l'un des points forts de la réforme récente des marchés de l'électricité en France. Elle se traduit par une pénétration importante des effacements, par exemple dans la réserve rapide, et par une concentration du marché inférieure aux attentes.

La combinaison de ces différentes caractéristiques conduit la France à disposer d'un niveau de réserves contractualisées très faible par rapport à ses voisins. Ces principes concourent à faire du marché d'ajustement français un dispositif peu coûteux selon les standards européens :

- les coûts associés aux actions d'équilibrage menées par RTE sont faibles ;
- les coûts liés aux réservations de capacités sont réduits par rapport à nos voisins européens.

LES ENJEUX DE DEMAIN

L'intégration européenne des marchés d'ajustement

La gestion de l'équilibrage repose sur des principes fortement 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. l'harmonisation complète à une maille régionale de l'ensemble des processus relatifs à l'équilibrage.

2. l'échange de produits définis en commun associé à une harmonisation progressive des processus concernés.

La seconde stratégie 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. Pour ce faire, le prérequis fondamental réside surtout dans le partage de produits d'ajustement standards. 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 réserves.

L'ampleur des changements est importante

Indépendamment des choix qui seront *in fine* retenus pour la cible du marché d'ajustement, leur mise en

œuvre sera associée à des changements techniques importants et entraînera des coûts pour les parties prenantes du système électrique.

La version actuelle du projet de règlement *Electricity Balancing* emporte déjà des modifications structurantes à fort enjeu technique, dont la déclinaison correspond à un programme de travail qui s'étalera sur 10 ans.

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 afin d'être en mesure de s'inscrire dans des débats à caractère technique et des processus de décision complexes au niveau européen.

L'intégration des nouvelles flexibilités en lien avec les objectifs 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 aux 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 : 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 particulier, les flexibilités raccordées aux réseaux publics de distribution revêtent une valeur croissante pour l'équilibrage mais aussi pour la gestion des congestions. 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.

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

Le livre vert propose les grandes orientations relatives à la future architecture du marché d'ajustement :

- **séquencer le marché infrajournalier et l'équilibrage en conservant une fenêtre opérationnelle exclusive pour le GRT d'une durée minimale d'1 heure.** Le futur règlement *Electricity Balancing* (ci-après « règlement EB ») prévoit la limitation de la fenêtre opérationnelle à une durée comprise entre 1 et 2 heures. À terme, RTE souhaite conserver, en cohérence avec le règlement CACM[4], 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 ;

- **conserver un dimensionnement dynamique des capacités requises pour l'équilibrage du système électrique,** pour respecter les critères de sûreté en vigueur en France. Ce mode de gestion des risques relatifs à l'équilibre offre-demande nécessite d'étendre et d'affiner le dispositif de programmation, de continuer à prendre des actions hors de la fenêtre opérationnelle, non pour équilibrer le système électrique, mais pour piloter finement le niveau des capacités requises ;

- **maintenir le principe d'une gestion coordonnée entre l'équilibrage et les flux sur le réseau et l'étendre pour les besoins locaux.** Celui-ci contribue aux bonnes performances économiques du modèle français, RTE considère nécessaire de le maintenir, tout en l'adaptant aux évolutions du système électrique ;

- **donner aux RE tous les leviers et les informations pour un équilibrage au plus proche des besoins du système.** Les RE doivent disposer de leviers de flexibilité notamment grâce à un marché infrajournalier liquide et concurrentiel au niveau européen. Ils doivent être informés de leurs écarts et de l'écart du système au plus proche du temps réel, et être individuellement incités à prendre des actions pertinentes en amont de la fenêtre opérationnelle du GRT ;

4. Règlement *Capacity allocation and congestion management*

- **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. L'utilisation de produits standards pour équilibrer le système électrique français permet d'accroître la liquidité des offres d'ajustement à un niveau régional et de tirer parti du potentiel de compensation des besoins entre pays européens. Il est nécessaire de disposer d'un nombre réduit de produits standards au niveau européen, afin de maximiser les bénéfices liés à leur partage. Sur un plan concret, cette approche se décline par la définition d'un unique produit standard par processus (RR, mFRR, aFRR) afin d'assurer une liquidité suffisante des marchés associés ;

- **inciter les fournisseurs de services d'ajustement à la bonne réalisation de leurs offres en s'appuyant sur un dispositif de contrôle systématique.** Les modalités de rémunération des offres seront harmonisées au niveau européen sachant que le règlement EB prévoit le principe général d'un règlement au prix marginal. RTE propose que chaque plateforme d'échange de produits standards rémunère les offres d'ajustement activées au prix marginal. Par ailleurs, il est souhaitable de maintenir un contrôle du réalisé systématique associé 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 ;

- **adapter le processus de contractualisation des capacités d'ajustement.** En application du règlement EB, la contractualisation des capacités d'ajustement va se faire sur des échéances moins longues qu'aujourd'hui. Par ailleurs, la contractualisation des capacités d'ajustement sur un périmètre plus large que le France sera envisagée afin de réduire les coûts pour la collectivité ;

- **assouplir et rendre plus dynamique le processus de constitution des capacités d'ajustement.** Dans la suite des travaux engagés ces dernières années, RTE souhaite proposer aux acteurs de marché des modalités de participation au marché d'ajustement plus souples. Les possibilités d'agrégation seront notamment élargies, et les agrégats pourront être définis de manière plus dynamique.

- **intégrer en pratique les énergies renouvelables au marché d'ajustement.** La participation des énergies renouvelables au marché d'ajustement présente un réel intérêt économique. RTE propose d'instruire les évolutions des règles qui permettront de passer d'un marché « 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. Certaines de ces évolutions pourront avoir lieu dans le cadre des mécanismes actuels de valorisation des dispositifs de soutien tandis que d'autres ne pourront intervenir que dans le cas de futures évolutions de ces dispositifs.

- **introduire davantage de flexibilité dans les méthodes de concertation.** Les futures évolutions des règles 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. 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 réformes de l'équilibrage du système électrique. Cette procédure accélérée, reposant sur un « coupe-file », doit permettre de garantir que les règles relatives au marché d'ajustement restent un outil évolutif et adapté aux enjeux du système électrique.

INTRODUCTION 10

PARTIE 1 ÉTAT DES LIEUX 14

Chapitre 1 Architecture de l'équilibrage et grands principes 16
1 Les responsables d'équilibre français sont responsables financièrement de leur écart et non physiquement 16
2 RTE gère l'équilibrage de manière centralisée à l'approche du temps réel 18
3 La gestion de l'équilibrage est « proactive » 20
4 Le marché d'ajustement repose sur le dispositif de programmation décliné site à site *(« unit based »)* et obligatoire pour certaines capacités 22
5 Le modèle de sûreté repose sur un dimensionnement dynamique des capacités requises 23
6 RTE assure une gestion conjointe de l'équilibrage du système et des flux sur le réseau 24
7 Les producteurs raccordés au réseau public de transport ont une obligation légale d'offrir, sur le marché d'ajustement, la puissance techniquement disponible 26
8 L'équilibrage du système électrique français repose sur la mutualisation de tous les gisements de flexibilité 27
9 Les offres d'ajustement ne sont pas standardisées et reflètent finement les aptitudes physiques des flexibilités 28
10 Les offres d'ajustement sont soumises par des fournisseurs de services d'ajustement, ayant un rôle distinct de celui des responsables d'équilibre et les offres d'ajustement activées sont systématiquement contrôlées 29
11 Les offres d'ajustement peuvent être utilisées pour répondre à différents besoins relatifs à la gestion court-terme du système électrique 29

Chapitre 2 Concurrence et ouverture sur le marché d'ajustement 32
1 Un marché d'ajustement ouvert à tous les types de flexibilités 32
2 Un marché d'ajustement largement transfrontalier 34
3 Un marché d'ajustement déconcentré 35

Chapitre 3 Participation de la demande 38
1 La réforme 38
2 Les résultats 40

Conclusion 42

PARTIE 2 ENJEUX DE DEMAIN 44

Chapitre 4 Intégration européenne des marchés d'ajustement 46
1 Les outils : plusieurs règlements européens doivent permettre d'atteindre l'objectif d'intégration des marchés d'ajustement 46
2 Le cheminement : il faut choisir une philosophie d'harmonisation pour permettre l'émergence du marché d'ajustement européen 47
3 La suite des travaux : il est nécessaire de s'organiser efficacement face à l'ampleur des changements à venir 50

Chapitre 5 Intégration des nouvelles flexibilités pour la transition énergétique 52
1 Le développement de la participation active des consommateurs au marché d'ajustement doit rester une priorité 53
2 Les énergies renouvelables doivent pouvoir participer au marché d'ajustement 54
3 Les flexibilités raccordées au réseau de distribution doivent être utilisées de manière coordonnée pour des besoins locaux et nationaux 55
4 L'équilibrage doit bénéficier des innovations technologiques, notamment de celles permises par les nouvelles technologies de l'information et de la communication 56

Conclusion 58

PARTIE 3 LIGNES DIRECTRICES POUR LA CIBLE 60

Chapitre 6 Articulation temporelle des marchés sur le court terme (durée de la fenêtre opérationnelle) 62
1 Les actions des responsables d'équilibre et de RTE pour l'équilibrage du système électrique seront séparées de façon explicite 63
2 Les actions d'équilibrage entreprises par le GRT auront lieu dans une fenêtre temporelle stricte 63
3 À la cible, la fenêtre opérationnelle de RTE pourra être réduite, mais devra rester d'une durée *a minima* égale à 1 heure 64
4 Pendant la fenêtre opérationnelle, RTE s'appuiera sur les fournisseurs de services d'ajustement pour équilibrer le système 68
5 La réduction de la durée de la fenêtre opérationnelle réduira la participation de certaines filières au marché d'ajustement 68

Chapitre 7 Modèle de gestion des marges et dimensionnement des réserves 70
1 Le modèle « marges » et le dimensionnement dynamique des réserves demeurent justifiés sur le plan technique et économique 70
2 Le dispositif de programmation et l'obligation d'offrir le disponible constituent des éléments pertinents à la cible mais doivent être adaptés à l'évolution du parc de flexibilités 74

Chapitre 8 Coordination entre équilibre offre-demande et gestion des flux sur les réseaux 78
1 Articulation entre l'équilibrage et la gestion des contraintes du réseau de transport 79
2 Articulation entre l'équilibrage du système électrique, la gestion des contraintes du réseau de transport et la gestion des contraintes des réseaux publics de distribution 83
Chapitre 9 Rôle, incitations et leviers des responsables d'équilibre 84
1 Les responsables d'équilibre doivent avoir accès à un marché liquide de flexibilités 84
2 Les responsables d'équilibre doivent être suffisamment informés de l'état réel de leur périmètre et de celui du système électrique 86
3 Le prix de règlement des écarts doit inciter les responsables d'équilibre à prendre des actions pertinentes en amont de la fenêtre opérationnelle du GRT 87
4 Le pas de règlement des écarts définit la précision à laquelle les responsables d'équilibre s'équilibrent 90
5 L'utilisation de profils normatifs est un facteur déterminant dans l'équilibrage des responsables d'équilibre : leur utilisation doit être adaptée 92
Chapitre 10 Caractéristiques des produits standards 96
1 Définition d'un produit standard par processus 96
2 Enchaînement des processus, sans période de recouvrement, dans le but d'optimiser la mise en commun des offres d'ajustement 101
3 Pas d'altération de l'équilibre du système français liée au partage et à l'activation de produits standards 102
4 Utilisation privilégiée des produits standards sans chercher une harmonisation complète des processus d'équilibrage 104
Chapitre 11 Rémunération et contrôle des offres d'ajustement 106
1 Rémunérer les offres d'ajustement standards au prix marginal 106
2 Maintenir un contrôle du réalisé systématique des offres d'ajustement manuelles 107
3 Mettre en œuvre de modalités de rémunération des offres d'ajustement harmonisées renvoyant une incitation à délivrer le volume activé 107
4 Inciter les acteurs à respecter la dynamique attendue en puissance 110
5 Inciter les fournisseurs de services d'ajustement à déclarer leurs indisponibilités en amont du temps réel 111
6 Étudier l'opportunité de mettre en œuvre un dispositif de préqualification technique pour la participation au marché d'ajustement 111
Chapitre 12 Principes de contractualisation des réserves entre GRT 114
1 Standardisation des offres pour la participation à la contractualisation des réserves 114
2 Maintien d'un cadre favorisant la concurrence et d'un signal d'investissement pertinent 114
3 Amélioration de l'efficacité des contractualisations de capacité 116
Chapitre 13 Constitution des offres et périmètres d'agrégation 120
1 Faciliter la constitution des périmètres et des offres d'ajustement 120
2 Être en mesure d'offrir une même flexibilité au sein de plusieurs offres 123
3 Maintenir des offres spécifiques pour toutes les flexibilités 123
4 Supprimer des plages de prix pour les offres d'ajustement standards 124
Chapitre 14 Participation des énergies renouvelables intermittentes 126
1 Il existe un intérêt économique à la participation des énergies renouvelables à l'ajustement 127
2 Des obstacles réglementaires peuvent empêcher aujourd'hui les énergies renouvelables de participer effectivement à l'ajustement 130
3 Le *market design* doit évoluer pour permettre une meilleure intégration des nouvelles flexibilités au marché d'ajustement 132
4 La place désormais occupée par les énergies renouvelables dans le système électrique renforce le besoin de disposer d'informations prévisionnelles sur leur production 133
Chapitre 15 Méthodes de concertation et promotion des modèles innovants dans les règles 134
1 Diagnostic 134
2 Mise en place d'une procédure « accélérée », ou « coupe-file » 135

ANNEXES 136
Annexe 1 Calendrier 136
Annexe 2 Textes européens structurants 142
Annexe 3 Méthodologie et scénarios pour l'analyse quantitative 150
Glossaire 152

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 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) conformément aux dispositions du 3e paquet « énergie ». En particulier, en France, le rôle de garant de l'équilibre du système électrique est confié à RTE par les dispositions de 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 exercer cette mission au quotidien, RTE doit disposer d'une vision centralisée de l'équilibre offre-demande et les acteurs du système électrique doivent être en mesure d'offrir les moyens disponibles pour contribuer efficacement à l'équilibrage : en d'autres termes, les rôles et responsabilités de chaque acteur du système doivent être définis afin de garantir son bon fonctionnement et permettre au GRT d'assurer son exploitation en temps réel en respectant le niveau de sûreté défini par les pouvoirs publics.

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.

Les règles du dispositif de responsable d'équilibre prévoient le principe de comptabilisation des énergies achetées, vendues, injectées ou soutirées sur le réseau au sein des périmètres des personnes morales – appelées responsables d'équilibre. Chaque utilisateur du réseau doit identifier un responsable d'équilibre. Charge à ce dernier de prendre soin d'acheter à un fournisseur ou à une place de marché l'électricité permettant à ses utilisateurs de soutirer de l'énergie sur le réseau. Tout écart entre les quantités achetées et soutirées sur le réseau conduit RTE à intervenir pour équilibrer le système et fait donc l'objet d'une compensation financière.

Les règles du mécanisme d'ajustement et celles relatives aux services système définissent d'une part les modalités de mise à disposition des flexibilités à RTE pour réaliser effectivement l'équilibrage du système à court-terme et d'autre part les modalités de détermination du prix de règlement des écarts afin d'influencer les stratégies de couverture des acteurs à toutes les échéances et de les inciter à concourir à l'équilibre du système.

Dans la suite du document, le mécanisme d'ajustement et les services système sont regroupés sous le même terme de « marché d'ajustement ». Quant aux acteurs d'ajustement et aux responsables de réserve, ils sont dénommés « fournisseurs de services d'ajustement »[1].

LE CADRE DE RÉGULATION SE DOIT D'ÊTRE ÉVOLUTIF

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.

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

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 du Code de l'énergie, plusieurs décrets et plusieurs règlements européens adoptés en application du 3e paquet énergie (appelés « codes de réseau »).

Ce contexte d'évolution réglementaire 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, dans le cadre de cette réforme, 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.

Cette dynamique doit perdurer, *a fortiori* dans la mesure où les prochaines évolutions des règles porteront sur des modifications structurelles. C'est l'objectif poursuivi par ce document que de présenter aux acteurs de marché les principaux enjeux qui vont conduire à l'évolution des processus d'équilibrage au cours des prochaines années, le contexte dans lequel ces modifications sont prévues et d'identifier les principales orientations devant faire l'objet d'une déclinaison réglementaire.

L'ÉQUILIBRAGE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE FRANÇAIS DOIT PROGRESSIVEMENT S'INSÉRER DANS UN CADRE EUROPÉEN

Le principal moteur des changements est le travail européen engagé depuis plusieurs années dans le cadre de la déclinaison du 3e paquet « énergie » et devant conduire à l'harmonisation progressive de tous les marchés de l'énergie. Alors que l'intégration des marchés journaliers et infrajournaliers progresse à grands pas, la Commission européenne, les États membres, les régulateurs et les GRT instruisent actuellement la question de l'harmonisation des processus d'équilibrage au niveau européen et de la mise en place d'un marché d'ajustement européen.

Ce travail a démarré en 2012 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 22 juillet 2015. C'est sur cette base que la Commission européenne travaille désormais pour soumettre prochainement à l'approbation des États membres un projet de texte. Après son approbation par un comité rassemblant les 28 États membres, ce texte sera formellement soumis à l'approbation du Conseil et du Parlement puis deviendra l'un des règlements européens adoptés en application du 3e paquet énergie : le règlement *Electricity Balancing* (ci-après « règlement EB »).

En parallèle de ce travail de déclinaison du 3e paquet, la Commission européenne engagera prochainement un important chantier législatif sur l'organisation des marchés de l'électricité. Très attendu par les parties prenantes du secteur, ce « Paquet d'hiver » est la traduction législative de l'Union de l'énergie appelée de ses vœux par le Président de la Commission européenne et vise notamment à accompagner le développement des énergies renouvelables. Il devrait emporter plusieurs dispositions relatives au fonctionnement des marchés de court-terme.

Cette réforme fait suite aux nombreux travaux réalisés au sein des États membres et au niveau européen pour réviser les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables afin de mieux responsabiliser les producteurs quant à leur impact sur les marchés de l'électricité tout en maintenant un cadre incitatif pour les investisseurs. En corollaire de cette évolution, rendue indispensable

par la place qu'occupent désormais les énergies renouvelables dans le système électrique, celles-ci doivent être en mesure de participer effectivement aux marchés de l'électricité. L'ambition du « Paquet d'hiver », clairement affichée par la Commission européenne, est d'une part de garantir que le marché intérieur et les marché 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.

Ainsi, le cadre européen relatif à l'équilibrage sera encore amené à évoluer au cours des prochains mois, du fait des travaux liés au futur règlement EB ou au « Paquet d'hiver » et aux évolutions législatives qui en découleront. La Commission européenne a par exemple récemment fait part de son souhait d'étudier une réduction significative de la fenêtre opérationnelle des GRT ou d'imposer un modèle pour la constitution des services système ou de modifier les dispositions prévues pour le pas de règlement des écarts.

Cependant, et même si des incertitudes demeurent, il est important de penser dès maintenant à la déclinaison au niveau français du cadre aujourd'hui proposé par l'ACER et ENTSO-E dans le projet de règlement EB.

Pour la France, cette déclinaison conduira à de fortes évolutions structurelles de l'architecture du marché de l'ajustement, tant la cible proposée semble éloignée des mécanismes mis en œuvre aujourd'hui. Citons par exemple la séparation temporelle entre les marchés infrajournaliers et l'équilibrage, la formulation des offres d'ajustement énergie 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.

Un important travail de déclinaison et d'adaptation du modèle retenu pour l'équilibrage du système électrique est donc nécessaire dans un contexte marqué par :

- un projet de règlement EB qui cadre les principes généraux, mais qui renvoie parfois à des analyses coûts/bénéfices réalisées au sein d'ENTSO-E le soin de préciser les cibles d'harmonisation. Ce travail, en cours de réalisation côté d'ENTSO-E, sera important pour la suite des travaux européens comme français ;
- des États membres qui disposent de marges de manœuvre dans la déclinaison des dispositions européennes. Plusieurs options de déclinaison peuvent être envisagées sur certains points. Dans ce cas, RTE proposera de retenir les options qui respecteront les exigences de sûreté, maximiseront le surplus collectif (développement d'une concurrence équitable, optimisation des signaux d'investissement, minimisation des surcoûts d'évolution par rapport aux modalités et pratiques actuelles), et permettront de favoriser la transition énergétique.

Outre ces changements techniques, la nouvelle réglementation européenne modifiera également les processus de décision et la gouvernance pour les évolutions de l'architecture de marché. En effet, les choix d'architecture relèvent aujourd'hui des règles de marché proposées par RTE et approuvées par la Commission de régulation de l'énergie, ils seront issus à l'avenir de discussions menées en partie au niveau européen, entre la Commission européenne, les États membres, l'ensemble des régulateurs et des GRT européens. C'est un point que les acteurs de marché doivent avoir en tête afin d'influencer le processus de décision au bon niveau et au bon moment.

LES PROCESSUS D'ÉQUILIBRAGE DOIVENT CONTINUER À S'ADAPTER AUX ÉVOLUTIONS DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

Au-delà des questions relatives à l'intégration européenne des marchés court-terme, le système électrique est identifié comme un vecteur de la transition énergétique. En lien avec la révision des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, avec les objectifs affichés par la Commission européenne dans les premiers échanges relatifs au paquet d'hiver, il est nécessaire de proposer dans les règles de marché un terrain de jeu adapté aux flexibilités de la transition énergétique, en particulier aux énergies renouvelables, afin de leur permettre de s'insérer dans le système électrique et de formuler des offres compétitives pour l'équilibrage du système. Les mécanismes de marché court-terme doivent non seulement être ouverts à la participation de ces nouvelles flexibilités, ils doivent également leur proposer des dispositions spécifiques, adaptées à leurs caractéristiques propres.

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.

L'équilibrage doit également 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.

L'OBJECTIF DU LIVRE VERT EST DE STRUCTURER LES DÉBATS ET DE PROPOSER DES ORIENTATIONS SUR L'ÉVOLUTION DE L'ÉQUILIBRAGE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE FRANÇAIS

Fort de la récente expérience relative à la révision du cadre de régulation français pour permettre l'intégration des effacements, RTE a souhaité engager, en lien avec la Commission de régulation de l'énergie, un cycle de discussion en profondeur sur l'évolution de l'architecture des mécanismes court-terme. Ce cycle de discussion repose en premier lieu sur la publication d'un livre vert dressant un état des lieux de l'existant, présentant les enjeux, et proposant des orientations sur l'évolution de l'équilibrage en y associant des éléments de calendrier.

Ces propositions feront l'objet d'une consultation publique et d'une délibération portant orientations de la Commission de régulation de l'énergie permettant à RTE de poursuivre son travail, de réaliser des analyses coûts-bénéfices associées aux options d'architecture de marché retenues et de préciser la cible pour l'équilibrage du système électrique français dans un livre blanc publié à l'hiver prochain.

Ainsi, le livre vert s'articule autour de 3 parties répondant chacune à une ambition précise.

La partie 1 rappelle les principales caractéristiques du modèle actuellement mis en œuvre en France pour assurer l'équilibrage du système électrique. Les échanges menés au niveau européen montrent que le modèle français est méconnu au-delà du cercle des acteurs de marché qui y participent directement, et de manière générale, que chaque pays a développé, pour des raisons qui lui sont propres, des dispositifs spécifiques. Or, pour faire évoluer ce modèle et permettre son intégration dans le système européen, il est important de disposer d'un document permettant d'échanger de manière constructive et concrète avec les acteurs de marché, comme avec les institutions européennes. Ce n'est qu'en disposant d'une image fidèle des mécanismes mis en place en France qu'il sera possible d'appréhender avec le recul nécessaire les évolutions à venir et de tirer le meilleur parti de l'intégration européenne. Pour ce faire, et au-delà d'une présentation descriptive et circonstanciée du modèle français, la partie 1 intègre des éléments qualitatifs et quantitatifs sur le paysage concurrentiel du marché d'ajustement français et un bilan du fonctionnement du dispositif.

La partie 2 identifie les principaux enjeux qui doivent guider les évolutions à venir, et permet donc d'informer les acteurs de marché sur le contexte dans lequel vont s'inscrire les réformes structurelles des règles. Elle présente également les principales orientations techniques ayant déjà été retenues dans le cadre de la préparation du règlement EB et les instances de décision participant à la définition de la cible européenne en matière d'équilibrage du système électrique.

Enfin, la partie 3 liste et justifie les principales orientations techniques proposées à ce stade par RTE, chacune faisant l'objet d'un chapitre distinct. Elles seront complétées sur la base des orientations de la Commission de régulation de l'énergie et feront l'objet d'évaluations quantitatives réalisées par RTE. Ces éléments seront présentés dans le livre blanc publié à l'hiver.

En annexe, des éléments décrivant le cadre réglementaire européen et les scénarios d'évolution devant faire l'objet d'évaluations quantitatives sont présentés. Un premier calendrier des décisions et des évolutions à venir est également proposé aux acteurs de marché. Ce calendrier doit permettre d'informer les acteurs sur le processus décisionnel en cours au niveau européen et de donner la meilleure estimation à date du contenu et des échéances de déclinaison envisagés au niveau français.

Partie 1

État des lieux

En Europe, les acteurs de marché intervenant sur les marchés de l'électricité sont incités financièrement ou contraints légalement à équilibrer leurs éléments d'injection (i.e. production physique, achats d'électricité) et leurs éléments de soutirage (i.e. consommation physique, ventes d'électricité). Pour autant, même si chaque acteur de marché a prévu d'être équilibré en disposant, dans son périmètre, d'un volume d'injection égal au volume de soutirage, des aléas de très court terme peuvent affecter, à n'importe quel instant, l'équilibre du système électrique (par exemple, indisponibilité fortuite d'un groupe de production, consommation plus forte ou plus faible que prévue). Ainsi, en temps réel, la situation n'est jamais totalement conforme aux prévisions de production et de consommation. Il revient à chaque gestionnaire de réseau de transport de pallier en temps réel les déséquilibres globaux entre l'offre et la demande de leur zone de responsabilité (majoritairement équivalente au pays) et de contribuer ainsi à l'équilibre global du système électrique européen.

Dans chaque pays européen, un cadre spécifique permet d'assurer à tout instant l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Ces dispositifs présentent de réelles différences 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.

Les échanges menés au niveau européen montrent que le modèle adopté en France est 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.

La partie 1 du présent document a donc pour objectif de revenir sur les principales caractéristiques du modèle retenu en France pour l'équilibrage.

Elle vise à constituer un document de référence permettant de décrire factuellement ce modèle (chapitre 1) et d'en évaluer l'efficacité. Des éléments spécifiques sur la concurrence au sein du marché d'ajustement (chapitre 2) et sur les travaux réalisés au cours des dernières années pour permettre la participation des effacements de consommation à ce marché (chapitre 3) sont également détaillés dans cette partie.

Chapitre 1
Architecture de l'équilibrage et grands principes

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 de l'équilibre offre-demande et des contraintes liées 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 acteurs de marché 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 donc « sorties » du marché pour répondre à ce besoin spécifique). Cette souplesse offerte aux acteurs a un prérequis : le marché 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 réseau, et ainsi d'être en mesure d'anticiper et de résoudre certaines situations potentiellement complexes pour le système électrique, tout en reportant peu de contraintes sur les acteurs.

1.1 LES RESPONSABLES D'ÉQUILIBRE FRANÇAIS SONT RESPONSABLES FINANCIÈREMENT DE LEUR ÉCART ET NON PHYSIQUEMENT

Conformément aux dispositions prévues par le 3e paquet « énergie », l'organisation générale des marchés de l'électricité en Europe repose sur la notion de RE ; il s'agit de rendre les RE responsables d'équilibrer leur périmètre en énergie avant le temps réel.

En France, chaque RE est responsable financièrement, sur son périmètre, de ses écarts, c'est-à-dire de toute différence entre le niveau de ses éléments d'injection (notamment production physique, achats d'électricité en France ou à l'étranger) et de ses éléments de soutirage (notamment consommation physique, ventes en France ou à l'étranger). 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[2], 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 infrajournaliers. Les acteurs de marché sont incités à présenter un périmètre à l'équilibre *via* le prix de règlement des écarts.

Concrètement, le dispositif de RE est organisé de la manière suivante.

Pour assurer la comptabilisation de l'ensemble des flux d'électricité transitant sur le réseau, chaque élément

2. En Allemagne notamment, les responsables d'équilibre portent l'obligation de déclarer un périmètre équilibré la veille pour le lendemain.

d'injection ou de soutirage du système électrique doit être rattaché au périmètre d'un RE.

En cas de déséquilibre prévisionnel entre les éléments d'injection et les éléments de soutirage, le RE peut engager des actions correctives (modification de son plan de production, achats/ventes sur les bourses, échanges de gré à gré, mise en œuvre d'un effacement dans son portefeuille…) jusqu'à la fermeture du guichet infrajournalier transfrontalier situé 1 à 2 heures en amont du temps réel.

En cas de déséquilibre résiduel, constaté lors de la comptabilisation effectuée *a posteriori* des bilans en énergie de chaque RE, le périmètre du RE est dit « en écart ». Le RE doit alors assumer la responsabilité financière de cet écart par l'intermédiaire du prix de règlement des écarts :

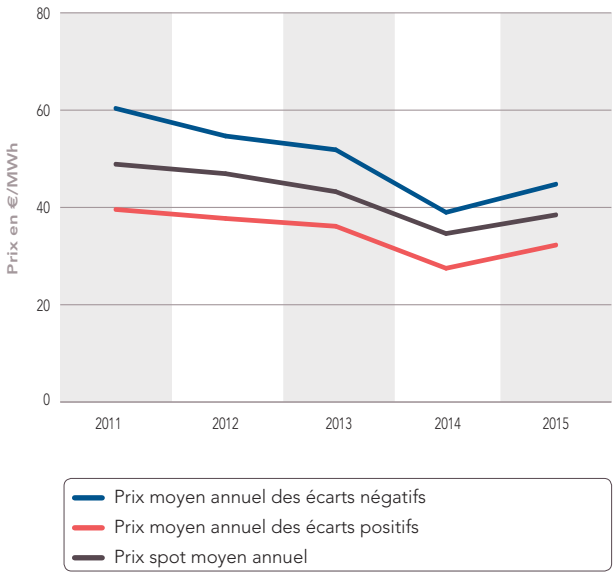
- en cas d'écart négatif constaté dans son périmètre d'équilibre, le RE devra s'acquitter auprès de RTE d'une facture de règlement des écarts ;
- en cas d'écart positif constaté dans son périmètre d'équilibre, RTE est tenu de régler une compensation financière au RE.

Ce système permet de garantir que les règles de marché renvoient les bonnes incitations aux RE qui, en tant qu'agents économiques rationnels, ont intérêt à équilibrer leur périmètre. L'efficacité de ce système repose ainsi largement sur les modalités d'élaboration du prix de règlement des écarts : trop faible, il ne véhiculerait pas d'incitation suffisante à s'équilibrer pour les acteurs et conduirait à des situations problématiques en temps réel ; trop élevé, il manquerait à l'exigence de proportionnalité et engendrerait des comportements de sur-couverture de la part des acteurs, dont les coûts seraient *in fine* portés par les consommateurs.

Le principe retenu en France consiste ainsi à prévoir que le prix de règlement des écarts reflète les coûts d'équilibrage supportés par RTE, mais rien de plus (il n'y a donc pas de composante spécifique de pénalisation). Jusqu'en 2016, ce principe était complété par un « prix plancher » pour les écarts contribuant à réduire le déséquilibre global du système (fixé à la valeur du prix spot), qui a été supprimé dans la dernière version des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre.

Par construction, le prix de règlement des écarts est, en moyenne, supérieur au prix des échanges d'énergie *via* les bourses. Cette relation d'ordre incite les acteurs à engager, la veille pour le lendemain et en infrajournalier, les actions nécessaires à l'équilibrage du système électrique plutôt que de laisser RTE le faire *via* le mécanisme d'ajustement ou les services système.

Figure 1 – Relation d'ordre entre le prix de règlement des écarts et les prix de marché



En France, les RE sont responsables financièrement de leurs écarts ; c'est le prix de règlement des écarts qui véhicule les incitations à l'équilibre. Le système mis en place autorise une grande liberté aux acteurs de marché dans les stratégies d'approvisionnement, notamment sur les marchés infrajournaliers. Les acteurs de marché ne sont pas soumis à des limitations préventives de leur activité à proximité du temps-réel, pouvant se traduire par exemple par une obligation légale de présenter un périmètre à l'équilibre en amont du temps-réel, dès la veille pour le lendemain. Afin de garantir l'efficacité du dispositif, la construction du prix de règlement des écarts 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.

1.2 RTE GÈRE L'ÉQUILIBRAGE DE MANIÈRE CENTRALISÉE À L'APPROCHE DU TEMPS RÉEL

Plusieurs modèles d'équilibrage coexistent en Europe. Deux critères essentiels permettent de définir le niveau de centralisation retenu pour un modèle d'équilibrage donné : (i) la responsabilité de l'appel des moyens de production et d'effacement et (ii) le rôle confié au GRT pour la gestion de l'équilibrage.

Dans un modèle d'équilibrage dit « *central dispatch* », la responsabilité de l'appel des moyens de production et d'effacement est portée par le gestionnaire de réseau de transport. Celui-ci définit alors le programme de marche pour chaque groupe de production raccordé au réseau électrique à partir (i) de la disponibilité et des contraintes techniques des groupes de production, (ii) des contraintes techniques d'exploitation du système électrique (congestions réseau, marges d'exploitation, etc.) et (iii) de la prévision de consommation. Cette optimisation est réalisée en prenant en compte l'ordre de préséance économique des moyens de production et d'effacement disponibles au regard des besoins identifiés (durée, puissance), les possibilités d'échanges avec l'étranger, ainsi que les contraintes techniques pesant sur le réseau. Le gestionnaire de réseau élabore les programmes d'appel la veille pour le lendemain, puis les met à jour en infrajournalier en fonction des aléas survenant en temps-réel et pouvant affecter l'équilibre des flux sur le réseau.

En Europe, des pays comme l'Italie ou la Pologne ont mis en place des organisations relevant de ce modèle ; aux États-Unis, il constitue même la norme.

Dans ce modèle, en toute logique, le GRT est le seul acteur à agir sur le système électrique de la fermeture du marché en J-1 jusqu'au temps-réel et porte entièrement la responsabilité de l'équilibrage. La gestion de l'équilibrage peut donc être qualifiée de « centralisée ».

En l'absence de *central dispatch*, la responsabilité de l'appel des moyens de production et d'effacement est portée par les producteurs ou plus largement les responsables de programmation. Elle est donc décentralisée. C'est le modèle retenu pour la France et la majorité des pays européens.

Dans ce modèle, le gestionnaire de réseau de transport n'intervient que pour corriger les programmes, par le biais d'actions ponctuelles. La période temporelle durant laquelle le GRT peut intervenir est qualifiée de « fenêtre opérationnelle ».

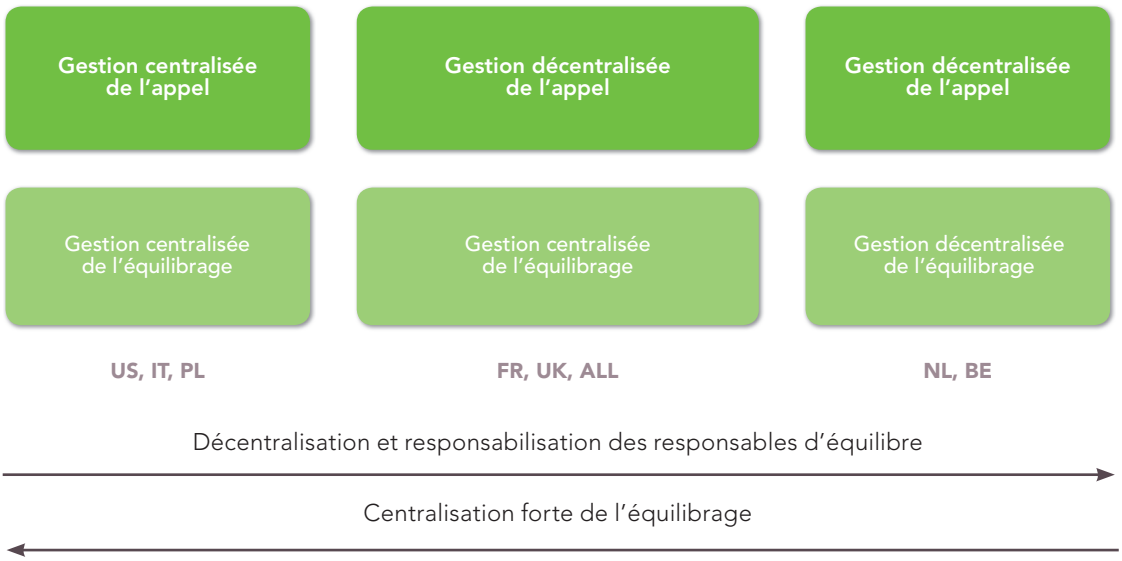
Au sein des pays européens ayant opté pour une gestion décentralisée de l'appel, des différences notables se font jour dans la durée de cette fenêtre et ses implications sur la séquence des actions des acteurs de marché et du GRT à proximité du temps-réel. En effet, c'est la taille de cette fenêtre opérationnelle qui permet de définir le rôle que peut effectivement prendre le GRT dans la gestion de l'équilibrage et l'on peut retenir 3 degrés dans la centralisation de cette responsabilité d'équilibrage :

- centralisation forte de l'équilibrage : le gestionnaire de réseau de transport agit très en amont du temps réel, il dispose d'une fenêtre d'action longue avant le temps-réel pendant laquelle il est le seul à pouvoir entreprendre des actions d'équilibrage ;
- centralisation faible de l'équilibrage : le gestionnaire de réseau de transport concentre ses actions sur une échéance très proche du temps-réel, les acteurs de marché peuvent entreprendre des actions d'équilibrage sur leur périmètre jusqu'à une échéance très proche du temps-réel ;
- décentralisation de l'équilibrage : les acteurs de marché peuvent entreprendre des actions d'équilibrage jusqu'au temps réel. Dans ce cas, le gestionnaire de réseau de transport se borne à émettre des prix, réactualisés en temps réel en fonction de l'état du système, qui conduisent les RE à participer activement à l'équilibrage de leur périmètre mais également à l'équilibrage du système électrique (un RE peut être incité à déséquilibrer son périmètre, sous réserves qu'il contribue par son action à résorber un déséquilibre global). Le gestionnaire de réseau de transport ne garde à sa main que les moyens d'équilibrage à dynamique très rapide, notamment les réglages primaire et secondaire de fréquence dont les délais de mobilisation s'évaluent en secondes ou minutes), afin de résorber sur une échéance très courte les déséquilibres résiduels et donc maintenir l'équilibre de la zone de réglage et la fréquence dans des intervalles acceptables.

En Europe, les Pays-Bas et la Belgique ont fait le choix d'un modèle d'équilibrage fortement décentralisé dans lequel les RE peuvent effectuer des actions d'équilibrage jusqu'au temps réel, tandis que la France, l'Espagne et la Grande Bretagne se distinguent par une centralisation plus importante.

De manière plus spécifique, le modèle français se traduit donc par la recherche d'un juste équilibre entre le

Figure 2 – Représentation schématique des différents modèles d'équilibrage



principe de responsabilisation des acteurs et celui d'une centralisation de l'équilibrage à l'approche du temps-réel, auquel RTE accorde des vertus théoriques et pratiques exposées dans la suite de ce document. Son organisation concrète obéit aux principes suivants.

Jusqu'à quelques heures avant le temps réel, les actions de RTE et des RE pour l'équilibrage du système électrique peuvent se recouper. En revanche, après la fermeture du guichet infrajournalier transfrontalier situé 1 à 2 heures avant le temps réel, RTE est le seul responsable d'équilibrer le système électrique, c'est-à-dire de s'assurer à tout instant que les niveaux de consommation et de production d'électricité sont identiques sur le réseau : à cette échéance, les producteurs ne peuvent plus modifier les programmes prévisionnels de production, sauf en cas d'aléa fortuit les y contraignant, les RE ne peuvent plus déclarer à RTE de nouvelles transactions sur les marchés transfrontaliers. Il y a donc un « passage de relais » entre les acteurs de marché et RTE pour l'équilibrage du système à cette échéance.

Si la responsabilité de l'appel des moyens de production est décentralisée, RTE gère le système électrique de manière centralisée à l'approche du temps réel : après la fermeture du dernier guichet infrajournalier transfrontalier, entre 1 et 2 heures avant le temps-réel, il est le seul autorisé à prendre des actions affectant l'équilibre offre-demande. Après cette échéance, les programmes des moyens de production et d'effacement et les échanges transfrontaliers ne peuvent plus être modifiés de façon volontaire par les acteurs de marché.

1.3 LA GESTION DE L'ÉQUILIBRAGE EST « PROACTIVE »

La question de la centralisation de l'équilibrage est souvent réduite dans le cadre des débats académiques et institutionnels à une distinction entre deux philosophies d'équilibrage : la gestion réactive ou proactive du système. Or la distinction relative au niveau de centralisation caractérise les modes de décision des gestionnaires de réseau tandis que la stratégie d'équilibrage traite de l'anticipation ou non des déséquilibres et des actions qui en découlent. Il s'agit, sur le plan formel d'une question différente de la précédente (une gestion centralisée de l'équilibrage peut être réactive ou proactive ; en revanche, un équilibrage décentralisé est forcément réactif).

Dans un modèle d'équilibrage qualifié de « réactif », les actions d'équilibrage prises par le gestionnaire de réseau de transport sont la conséquence directe de la mesure en temps-réel d'un déséquilibre entre l'offre et la demande sur la zone de réglage. Le modèle « réactif » repose donc sur une intervention faible du gestionnaire de réseau de transport, postérieure à l'apparition d'un déséquilibre et sur des durées parfois très courtes. Il se traduit par :

- un recours majoritaire aux réglages automatiques (réglage secondaire fréquence puissance) pour équilibrer le système électrique. Les actions d'équilibrage doivent être réalisées dans une durée courte, voire très courte pour maintenir la fréquence dans une plage réglementaire acceptable. Cela se traduit donc par un volume important de réserves contractualisées pour les réglages automatiques et des coûts associés à cette contractualisation ;
- la transmission d'informations au plus proche du temps réel aux RE sur l'état de leur périmètre d'équilibre et l'état du système ;
- la construction d'un prix de règlement des écarts incitant les acteurs à participer à l'équilibrage du système électrique dans son ensemble, et non à celui de leur seul périmètre d'équilibre, au plus proche du temps réel. En effet, le GRT dispose de peu de temps pour équilibrer le système et, dans ce modèle, il est donc essentiel que les acteurs soient incités à garantir l'équilibre global du système.

Le modèle « réactif » se caractérise ainsi par un GRT qui, d'une part, intervient peu, rapidement et sur une durée très courte et, d'autre part, envoie des signaux et informations aux RE afin qu'ils participent activement à l'équilibrage du système électrique. Il est associé à une gestion décentralisée, ou faiblement centralisée, de l'équilibrage du système électrique.

En Europe, les Pays-Bas et la Belgique ont fait le choix d'un modèle d'équilibrage « réactif ».

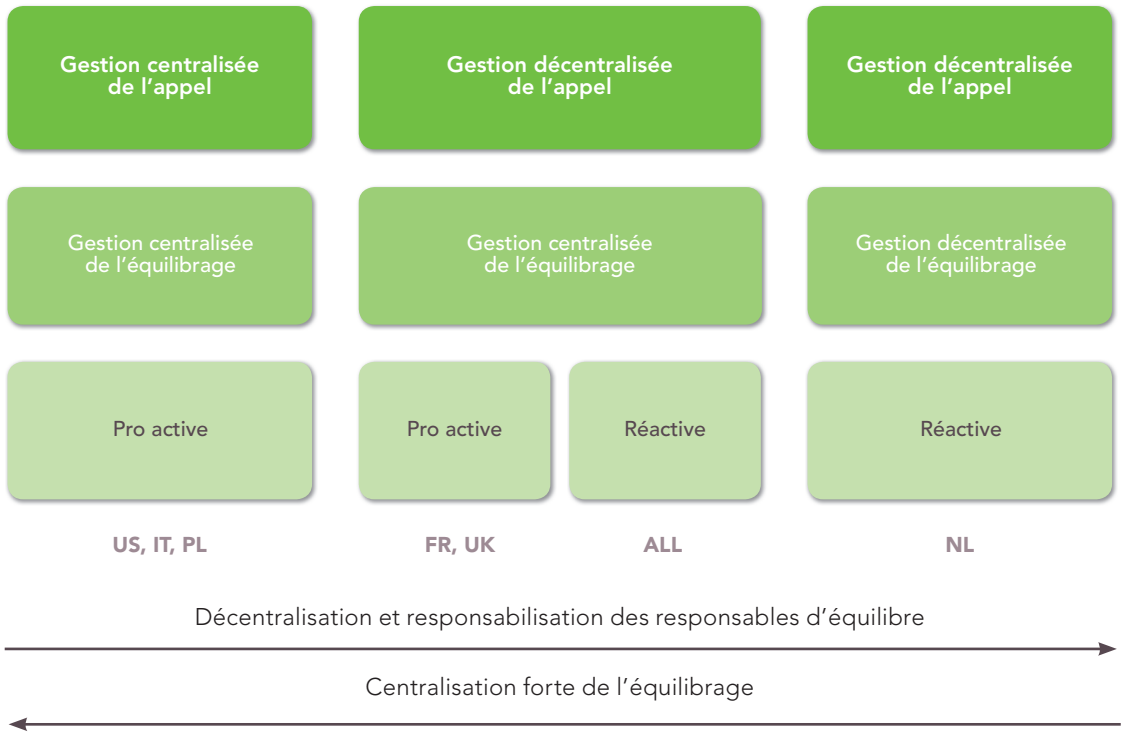
Dans un modèle d'équilibrage qualifié de « proactif », les actions d'équilibrage du gestionnaire de réseau de transport peuvent être la conséquence de l'apparition en temps-réel d'un déséquilibre entre l'offre et la demande, mais également d'analyses prévisionnelles sur le déséquilibre et son évolution. L'action du GRT peut alors être antérieure à la constatation du déséquilibre, et préventive plutôt que curative[3]. L'application d'un modèle d'équilibre « proactif » se traduit par :

- un recours par le gestionnaire de réseau de transport à des ajustements en amont du temps réel, c'est-à-dire avant que les déséquilibres ne soient constatés. Les offres d'ajustement utilisées peuvent être manuelles, comme celles activées dans le cadre du mécanisme d'ajustement, et associées à des durées de préavis et d'utilisation plus longues que les réserves automatiques. La fenêtre d'action du gestionnaire de réseau de transport doit être suffisamment longue pour permettre l'activation d'offres manuelles ;
- une sollicitation moindre des réglages automatiques, une partie des déséquilibres de RE pouvant être résorbée par l'activation anticipée d'offres manuelles (les réglages automatiques ne réalisent que l'équilibrage fin en puissance entre l'offre et la demande).

Le modèle d'équilibre « proactif » vise à optimiser, au bénéfice de la collectivité, le coût de l'équilibrage (ne pas attendre que seuls les moyens de dernier recours puissent être utilisés si une autre action réalisée plus en amont du temps réel peut être pertinente) et à agir finement sur la qualité de la fréquence du réseau électrique. Il pose en revanche une question de coordination entre les actions du GRT et des acteurs de marché, qui peuvent se recouper et alors nécessiter des contre-ajustements, notamment dans le cas où les déséquilibres

3. À titre d'exemple, sur la base de la prévision de consommation nationale et des programmes de production, RTE peut considérer que le système risque d'être déséquilibré ; ou un aléa est survenu et il est susceptible d'affecter durablement l'équilibre du système, RTE prend alors des actions visant à compenser le déséquilibre avant qu'il soit effectivement constaté.

Figure 3 – Représentation schématique des différents modèles d'équilibrage (introduisant la notion de gestion proactive/réactive)



prévisionnels anticipés par le gestionnaire de réseau ne se réalisent pas.

En Europe, la France et le Royaume-Uni ont fait le choix d'un modèle d'équilibrage centralisé « proactif ».

La réalité pratique peut différer largement d'un pays à l'autre. Ainsi, en France, la mise en œuvre du modèle proactif se traduit concrètement par des actions d'équilibrage de RTE majoritairement concentrées sur une fenêtre temporelle de 2 heures avant le temps réel (de l'ordre de 80 %).

En France, l'équilibrage est gérée de manière centralisée et proactive. Même s'il n'existe pas aujourd'hui de limite temporelle stricte, en pratique, RTE concentre ses actions d'équilibrage sur une fenêtre temporelle de deux heures avant le temps-réel.

Ce choix est le corollaire de la possibilité offerte aux acteurs d'optimiser leur portefeuille dans un cadre peu contraignant.

1.4 LE MARCHÉ D'AJUSTEMENT REPOSE SUR LE DISPOSITIF DE PROGRAMMATION DÉCLINÉ SITE À SITE (*« UNIT BASED »*) ET OBLIGATOIRE POUR CERTAINES CAPACITÉS

Les systèmes électriques se distinguent par le degré d'information prévisionnelle dont dispose le GRT et par le caractère contraignant de cette transmission d'informations.

Le marché d'ajustement français, à l'image de son homologue britannique, s'appuie sur un dispositif de programmation « site à site » permettant 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 public de transport d'électricité (ci-après « RPT ») ; elle repose sur une transmission d'informations de la part de chaque site et n'est assortie d'aucune incitation financière. Les capacités de production raccordées aux réseaux publics de distribution d'électricité (ci-après « RPD ») peuvent également y participer. Des dispositions spécifiques de déclaration pour les capacités d'effacement, sur le haut et sur le bas de portefeuille, complètent le dispositif.

Le choix de posséder un dispositif de programmation important va de pair avec celui de ne pas faire peser de contraintes fortes sur les RE pour l'équilibre de leur périmètre et de confier au GRT une gestion centralisée et proactive du système électrique.

Par ailleurs, c'est grâce aux informations « site à site » dont il dispose au travers du dispositif de programmation que RTE est capable de suivre effectivement les marges du système électrique et de gérer de manière conjointe l'équilibrage du système et les flux sur le réseau.

En pratique, le dispositif de programmation repose actuellement sur la mise à disposition d'un programme de puissance active, de contribution aux services système fréquence-puissance (contribution aux réserves primaire et secondaire fréquence-puissance), nommé « programme d'appel » pour chacun des groupes de production raccordés au RPT conformément à l'obligation légale définie à l'article L. 321-9 du Code de l'énergie et pour certains groupes de production raccordés à un RPD. Pour la production fatale (hydraulique fil de l'eau, éolien, etc.), le producteur transmet à RTE une prévision de production.

Les programmes d'appel sont transmis la veille pour le lendemain, à 16 h 30, et doivent être mis à jour en infrajournalier en respect des guichets horaires et d'un délai de neutralisation d'une heure (guichets conjoints aux guichets de fermeture du marché infrajournalier transfrontalier). Aussi, un acteur souhaitant modifier son programme d'appel pour le créneau horaire 14 h 30-15 h 00, doit soumettre une mise à jour de son programme d'appel avant 13 h 00. Les guichets et le délai de neutralisation ne s'appliquent pas en cas d'aléa fortuit qui contraint le producteur à une modification du programme d'appel du fait de l'apparition non anticipée de nouvelles contraintes techniques.

La programmation est en théorie engageante (le programme d'appel transmis doit être suivi), mais il n'existe aujourd'hui pas d'incitations financières à le respecter : un producteur n'est pas responsable financièrement d'un écart entre son programme d'appel et la production qu'il réalise. En pratique, la conformité entre les programmes prévisionnels et la production constatée est satisfaisante et contrôlée en temps-réel par RTE.

Le dispositif de programmation représente une composante fondamentale du marché d'ajustement français. Il permet d'apprécier, à diverses échéances, la conformité des échanges commerciaux avec les contraintes physiques du système en confrontant, dès la veille pour le lendemain, les quantités que les acteurs de marché prévoient d'injecter sur le réseau aux prévisions de consommation réalisées à l'échelle nationale et locale ; il permet également de prévoir les flux électriques sur le RPT, d'effectuer des études de gestion prévisionnelle, et le cas échéant de procéder à des optimisations de la topologie du réseau pour minimiser le recours à des actions de redispatching coûteuses en temps réel. La finesse de l'information qui est remontée par l'intermédiaire du dispositif de programmation est ainsi cruciale à la performance du modèle.

Le dispositif de programmation est obligatoire pour les capacités de production raccordées au RPT et pour la production d'origine renouvelable sous obligation d'achat[4].

4. Pour la production d'origine renouvelable, la programmation est réalisée de manière agrégée par filière directement par l'acheteur obligé conformément à la délibération de la CRE du 16 décembre 2014 portant communication relative à l'évolution de la méthodologie du calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

Ce dispositif est également ouvert aux unités de production raccordées aux RPD souhaitant participer au mécanisme d'ajustement[5]. La production d'origine renouvelable hors obligation d'achat *(cf. chapitre 4)* ainsi que les effacements de consommation ne sont pas assujettis au dispositif de programmation mais peuvent y participer librement. Des réflexions sont en cours pour étendre le dispositif de programmation aux énergies renouvelables afin de garantir que les données transmises correspondent aux nouveaux enjeux du système électrique.

Le marché d'ajustement français s'appuie sur un dispositif de programmation « site à site » et obligatoire pour les groupes de production raccordés au RPT et facultatif pour les autres capacités. Ce dispositif permet de disposer d'une information prévisionnelle très fine de l'état du système, permettant une optimisation de sa gestion et une anticipation de certaines situations. La responsabilité des producteurs en termes de programmation est physique et non financière.

1.5 LE MODÈLE DE SÛRETÉ REPOSE SUR UN DIMENSIONNEMENT DYNAMIQUE DES CAPACITÉS REQUISES

Le respect des niveaux de sûreté défini par les pouvoirs publics repose non seulement sur les actions des RE et les actions d'équilibrages réalisées par le GRT mais également sur la constitution de réserves de puissance susceptibles d'être mobilisées à proximité du temps réel pour pallier les déséquilibres. Cet aspect essentiel des marchés de court terme est fréquemment ignoré par la littérature académique, et il n'a pas fait l'objet de discussions détaillées en Europe jusqu'ici, ces dernières étant davantage centrées sur l'équilibrage dans le cadre de la préparation du règlement EB.

Pourtant, ce sujet mériterait un examen attentif du fait de son importance financière (la contractualisation des réserves et services auxiliaires est coûteuse), de son influence sur la formation des prix (les capacités réservées sont « sorties » du marché, leurs coûts sont couramment mutualisées ce qui peut perturber l'atteinte de véritables *scarcity pricing* en temps réel) ou de l'hétérogénéité des pratiques en Europe en matière de dimensionnement et d'activation. Dans la suite du document, la notion de *modèle de sûreté* sera utilisée pour décrire ces arrangements *(cf. chapitre 7)*.

Deux modèles dits de sûreté coexistent en Europe : le modèle « réserves » et le modèle « marges ».

Dans le modèle « réserves », le GRT s'assure à tout moment de disposer *systématiquement* d'un volume fixe minimal de puissance activable en contractualisant, en amont du temps réel, une disponibilité garantie auprès de producteurs ou d'opérateurs d'effacement. Par définition, ce volume n'évolue pas en fonction des conditions réelles d'exploitation puisqu'il est défini en amont de l'échéance journalière. Il est donc inutile de procéder à un suivi au fil de l'eau des capacités effectivement disponibles sur le système électrique. Empiriquement, ce modèle se traduit par un niveau de contractualisation de réserves important : les volumes contractualisés permettent de faire face à l'essentiel des aléas possibles.

Dans le modèle « marges », le GRT évalue *a priori*, pour chaque jour et chaque échéance, une marge d'exploitation, c'est-à-dire le volume minimal de puissance disponible dont il a besoin pour exploiter le système en sûreté (ce volume est fonction des aléas selon leurs lois de probabilité et décroît à proximité du temps réel), et ne sollicite des capacités supplémentaires que si le volume des capacités effectivement disponibles sur le système est inférieur à cette marge. Il doit pour cela effectuer un suivi dynamique de l'état du système électrique, et en particulier évaluer en continu la marge disponible. En contrepartie de cette charge opérationnelle supplémentaire, le volume de réserves contractualisées peut être réduit à son strict minimum, les réserves de flexibilité « spontanément » présentes sur le système (i.e. celles qui n'ont pas été engagées dans le cadre des marchés journalier et infrajournalier) suffisant la plupart du temps à respecter cette marge. En cas d'écart entre les marges disponibles et celles requises au regard des critères de risques définis par les pouvoirs publics, des actions spécifiques

5. Il devrait être rendu obligatoire pour certaines capacités de production raccordées aux réseaux publics de distribution dans le cadre de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

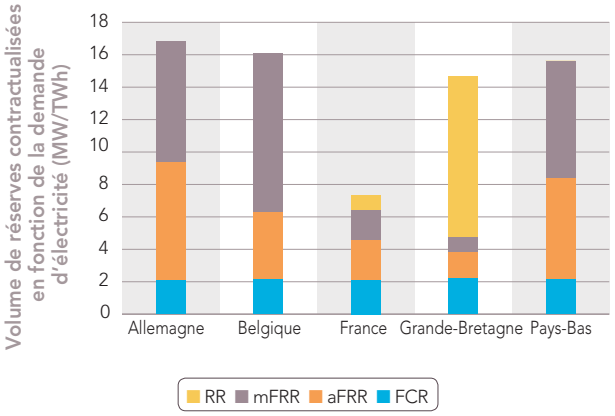
sont engagées dans le cadre du marché d'ajustement afin d'augmenter les capacités à disposition de RTE pour l'équilibrage du système électrique.

Pour permettre à ce modèle de fonctionner, il est nécessaire que le GRT ait à sa disposition des informations fines remontées par les acteurs, qu'il soit en mesure de réaliser des analyses prévisionnelles et qu'il dispose des leviers lui permettant de prendre des actions pour garantir que la marge disponible corresponde bien à la marge requise pour respecter le niveau de sûreté. À titre d'exemple, le GRT doit pouvoir solliciter des capacités à délai de mise en œuvre long, ce qui peut le conduire ponctuellement à intervenir hors de sa fenêtre temporelle (on parle de « reconstitution des marges »).

Ces deux modèles se distinguent par des séquences différentes : dans le modèle « réserves », la contractualisation a lieu en amont de l'échéance journalière, pour un volume de capacité plus important ; dans le modèle « marges », la contractualisation amont est plus faible mais le GRT procède à des actions ponctuelles à des échéances qui sont celles du marché infrajournalier.

En France, la tradition de gestion prévisionnelle des déséquilibres ainsi qu'un souci marqué de modérer le volume de réserves contractualisées a, depuis l'origine du mécanisme d'ajustement, conduit à privilégier le modèle « marges ». L'analyse présentée en Figure 4 démontre qu'un tel modèle réduit significativement le volume de réserves contractualisées et ainsi soustrait au fonctionnement des marchés en temps réel.

Figure 4 – Répartition des volumes de réserves contractualisées dans une sélection de pays européens pour l'année 2014



Source : Plateforme Transparence – ENTSO-E
Analyse : RTE

La mise en œuvre d'un modèle de sûreté dit modèle « marges », reposant sur un dimensionnement dynamique des capacités requises, permet à RTE de contractualiser peu de réserves par rapport à ces voisins.

Son efficacité repose sur la mise en œuvre d'analyses prévisionnelles. Dans la philosophie retenue pour l'équilibrage du système français, il est donc naturellement associé à un dispositif de programmation garantissant une transmission d'information fine au GRT *(cf. infra)* et une gestion proactive de l'équilibrage.

1.6 RTE ASSURE UNE GESTION CONJOINTE DE L'ÉQUILIBRAGE DU SYSTÈME ET DES FLUX SUR LE RÉSEAU

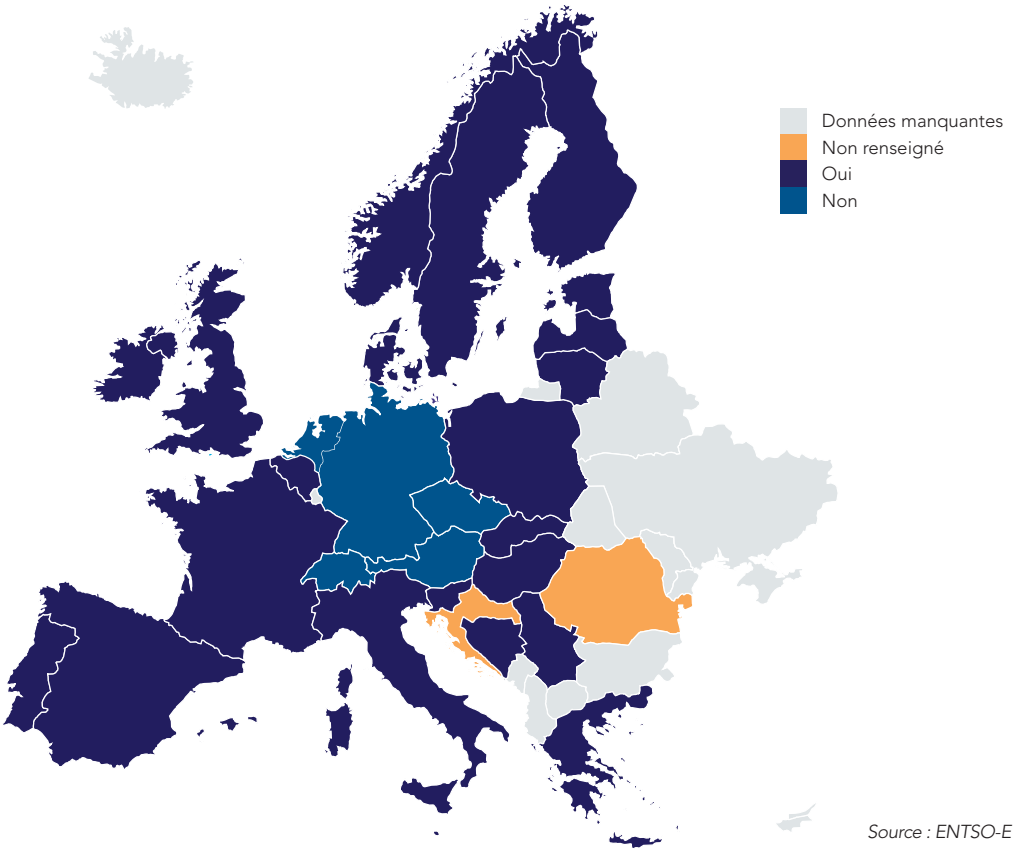
Les GRT ont la mission d'équilibrer le système électrique et de maintenir à chaque instant une égalité quasi parfaite entre la puissance injectée (production, imports depuis les pays frontaliers) et la puissance soutirée (consommation, exports vers les pays frontaliers) sur le réseau électrique. Par ailleurs, ils doivent garantir une exploitation sûre du système électrique et assurer le respect des contraintes liées au fonctionnement du réseau électrique.

La façon dont sont coordonnées les actions correctives sur l'équilibre offre-demande (équilibrage) et la gestion des congestions *(redispatching* ou *countertrading)* constitue un autre paramètre structurant des modèles de marché sur le court-terme.

Certains GRT assurent ces missions de manière disjointe et dissocient l'équilibrage et la gestion des flux. C'est notamment le cas de l'Allemagne, où les actions relatives à la gestion des flux sur le réseau sont menées dès la veille pour le lendemain.

En France, comme dans de nombreux pays européens (Royaume-Uni, Espagne, Portugal, Danemark, Norvège, Suède, Finlande, etc), le GRT assure une gestion conjointe de l'équilibrage du système et des flux sur le réseau afin d'optimiser la conduite du système vis-à-vis

Figure 5 – Utilisation des offres d'ajustement pour répondre conjointement à l'équilibrage du système et la gestion des flux sur le réseau



Source : ENTSO-E

de ces deux objectifs grâce à des processus opérationnels intégrés dans lesquels une action prise sur l'équilibre offre-demande est également analysée au regard de son impact sur le réseau.

L'articulation fine entre l'équilibrage et la gestion des flux sur le réseau est rendue possible par les caractéristiques suivantes :

- d'une part, les offres d'ajustement peuvent être utilisées pour répondre à différents besoins relatifs à la gestion du système électrique *(cf. infra)* ;
- d'autre part, le GRT peut activer une offre d'ajustement localisée si celle-ci permet de lever une congestion des flux sur le réseau ;
- enfin, le GRT peut ne pas activer une offre disponible sur le mécanisme d'ajustement pour résoudre un déséquilibre, lorsque cette activation est susceptible de générer des contraintes techniques sur le réseau. Cette modalité est rendue possible par le dispositif de programmation qui permet au GRT de disposer d'une connaissance précise de la localisation des sites de production ou de consommation dont la flexibilité est valorisée sur le mécanisme d'ajustement *(cf. infra)*.

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 (i) d'une information précise sur la localisation des flexibilités (production comme effacement, raccordées au réseau de transport comme au réseau de distribution) et (ii) de leviers disponibles jusqu'au temps-réel en cas d'apparition effective d'une contrainte.

Avec le développement des énergies renouvelables et une variabilité accrue des flux sur le réseau, RTE estime que le besoin d'une gestion coordonnée de l'équilibre offre-demande et des flux sur le réseau ira en s'accroissant et non en s'atténuant.

1.7 LES PRODUCTEURS RACCORDÉS AU RÉSEAU PUBLIC DE TRANSPORT ONT UNE OBLIGATION LÉGALE D'OFFRIR, SUR LE MARCHÉ D'AJUSTEMENT, LA PUISSANCE TECHNIQUEMENT DISPONIBLE

Dans le prolongement des éléments présentés ci-dessus, les modalités de participation au marché d'ajustement varient largement selon les pays.

En France, les producteurs disposant de groupes de production raccordés au RPT sont soumis à une obligation légale de participer au mécanisme d'ajustement en y offrant leur puissance disponible, et cette obligation s'entend centrale par centrale (vision *« unit-based »*). L'article L. 321-13 du Code de l'énergie dispose à ce titre que les groupes de production raccordés au RPT sont tenus de mettre à disposition *« la totalité de la puissance non utilisée techniquement disponible dans leurs offres sur le mécanisme d'ajustement »*. Cette obligation constitue un élément fondateur de l'architecture du marché d'ajustement en France ; elle permet en effet à RTE de disposer des moyens nécessaires à l'exercice de sa mission d'équilibrage et de sûreté du système électrique.

L'existence d'une telle obligation ne conduit par contre aucunement les acteurs à « réserver » leur puissance pour le mécanisme d'ajustement : les producteurs demeurent entièrement libres de la commercialiser auprès des contreparties de leurs choix, en France ou à l'étranger, sur tous les marchés existants. Dans le cas où ils identifient une opportunité de vente sur le marché infrajournalier et concluent une transaction, il leur suffit alors de redéclarer leur programme d'appel par l'intermédiaire du dispositif de programmation. Par ailleurs, les producteurs sont totalement libres de fixer le prix associé à leur puissance disponible.

L'obligation d'offrir le disponible permet donc simplement à RTE de disposer de toute l'information sur l'état du système et notamment sur les « capacités non-marginales » et de pouvoir mobiliser tout le potentiel de flexibilité à la hausse et à la baisse. En ce sens, il s'agit d'un dispositif important pour garantir que le GRT est effectivement en mesure d'assurer l'équilibrage du système au meilleur coût dans la mesure où il dispose effectivement de tous les leviers de flexibilité et de toute l'information nécessaire sur l'état du système.

Cette obligation constitue par ailleurs un dispositif de contrôle et de protection important[6] dans un contexte où le GRT, agissant au nom de la collectivité en situation de monopsone sur des préavis très restreints (de l'ordre de quelques minutes ou heures), pourrait être particulièrement vulnérable à des manipulations telle que la rétention de capacité (raréfaction artificielle de l'offre visant à augmenter les prix, par exemple). La surveillance permise par cette disposition permet à RTE et au régulateur de disposer à tout instant de toute l'information sur la flexibilité offerte à la hausse ou à la baisse, et de vérifier que le comportement des acteurs est compatible avec l'exigence d'un haut niveau de concurrence sur le marché.

Les producteurs raccordés au RPT sont soumis à une obligation légale d'offrir, sur le mécanisme d'ajustement, la puissance disponible, au prix de leur choix. Cette obligation, consubstantielle au dispositif de programmation, à la gestion proactive de l'équilibre du système électrique et au modèle de sûreté, permet à RTE de pouvoir solliciter tous les leviers de flexibilité du système. Elle n'empêche nullement les producteurs concernés de participer librement aux marchés J-1 et infrajournaliers. 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 limitant toute forme de rétention de capacité.

6. Pendant la crise californienne de l'électricité (2000 à 2001), aussi connue sous le nom de crise énergétique de l'ouest américain, l'état de Californie a fait face à des difficultés d'approvisionnement en électricité du fait de manipulations artificielles du marché. Certains groupes de production étaient retirés du marché pour cause d'entretien durant les jours de forte demande afin d'augmenter artificiellement les prix. Le coût de cette crise est aujourd'hui estimé entre 40 et 45 milliards d'euros (Weare, Christopher (2003), *The California Electricity Crisis : Causes and Policy Options*, San Francisco : Public Policy Institute of California).

1.8 L'ÉQUILIBRAGE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE FRANÇAIS REPOSE SUR LA MUTUALISATION DE TOUS LES GISEMENTS DE FLEXIBILITÉ

Les GRT peuvent réaliser leur mission d'équilibrage en s'appuyant uniquement sur des moyens contractualisés ou en recourant à des offres d'ajustement formulées indépendamment de tout processus de contractualisation.

En Allemagne, par exemple, seules les offres contractualisées en amont du journalier peuvent participer à l'ajustement.

En France, trois types d'offres peuvent être formulées sur le mécanisme d'ajustement : (i) les offres contractualisées en amont car possédant des caractéristiques dynamiques spécifiques, (ii) les offres des producteurs raccordés au RPT issues de l'obligation d'offrir le disponible *(cf. supra)* et (iii) les offres dites « libres » formulées spontanément par des producteurs raccordés aux RPD ou des capacités d'effacement raccordées au RPT comme aux RPD. Toutes ces offres sont activées indifféremment par RTE en fonction de leur prix, c'est-à-dire sans privilégier les unes par rapport aux autres.

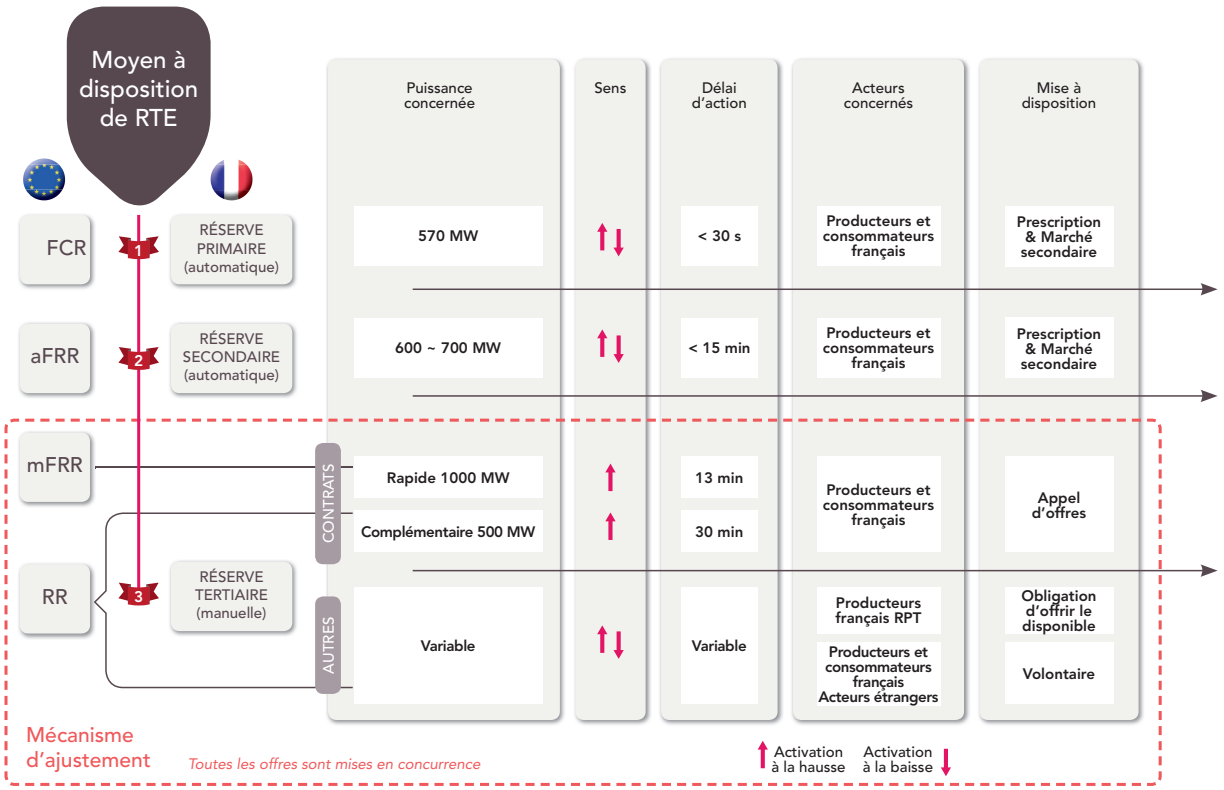
L'existence des offres formulées par les producteurs car possédant des capacités raccordées au RPT et donc soumis à l'obligation d'offrir leur puissance disponible et des offres librement formulées par les consommateurs et les producteurs disposant de capacités raccordées aux RPD constitue un ensemble d'offres et de flexibilités important. Comme évoqué au paragraphe 1.5 supra, ces offres réduisent les besoins de contractualisation amont de RTE et participent ainsi du modèle « marges ».

Ainsi, la France est l'un des pays d'Europe où le niveau de réserves contractualisées est le plus faible.

Concernant les réserves contractualisées, plusieurs produits de réserves existent et peuvent être utilisés par les GRT.

Les produits suivants sont ainsi utilisés : (i) la réserve primaire *(Frequency Containment Reserve - FCR)*, (ii) la réserve secondaire *(automatic Frequency Restoration Reserve - aFRR)*, et (iii) une partie de la réserve tertiaire

Figure 6 – Description des caractéristiques des réserves



(la réserve rapide et la réserve complémentaire ; *manual Frequency Restoration Reserve - mFRR* et *Replacement Reserve - RR*).

La fourniture de la réserve primaire (FCR)[7] est assurée par l'ensemble des acteurs aptes européens connectés à la zone continentale européenne synchrone. Pour dimensionner cette réserve, on considère qu'elle doit pouvoir répondre à la perte simultanée des deux plus gros groupes de production présents sur cette plaque, soit une puissance de 3000 MW. Le système français contribue à hauteur d'environ 570 MW à cette réserve mutualisée entre tous les pays de la zone continentale synchrone.

La constitution de la réserve secondaire (aFRR) est assurée par les acteurs aptes de la zone France pour une valeur comprise entre 600 et 700 MW selon la plage horaire et la période de l'année. Elle permet de rétablir la fréquence à sa valeur de référence (50 Hz), et le solde des échanges entre pays à sa valeur programmée.

La constitution de la réserve tertiaire (mFRR et RR) est assurée par les producteurs et consommateurs de la zone France pour une valeur de 1 000 MW de réserve rapide disponible en moins de 13 minutes avec un stock d'énergie limité, complété par 500 MW de réserve complémentaire disponible avec un préavis de 30 minutes avec également un stock d'énergie limité. Elle est utilisée pour compléter la réserve secondaire si celle-ci est épuisée ou n'est pas suffisante pour faire face à un déséquilibre, mais aussi pour se substituer aux réserves primaire et secondaire ou anticiper un déséquilibre à venir.

RTE peut également conclure, dans certaines situations, des « contrats amonts » avec les producteurs afin de réduire les risques identifiés de congestions sur le réseau.

L'obligation d'offrir le disponible et la présence d'offres libres permettent à RTE de limiter les besoins de contractualisation à un niveau faible par rapport à d'autres pays européens, de disposer d'un ensemble d'offres important pour répondre aux besoins d'équilibrage, et d'y accéder dans des conditions économiques favorables.

1.9 LES OFFRES D'AJUSTEMENT NE SONT PAS STANDARDISÉES ET REFLÈTENT FINEMENT LES APTITUDES PHYSIQUES DES FLEXIBILITÉS

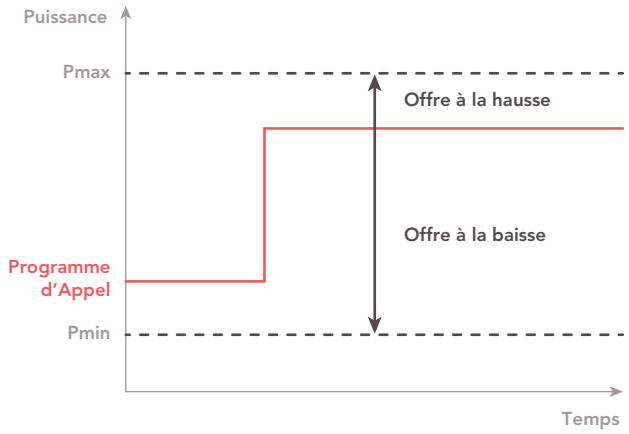
Les mécanismes mis en place dans les différents États membres pour les besoins d'ajustement diffèrent enfin selon le degré de standardisation des produits qui y sont échangés et des services acquis par le gestionnaire du réseau public de transport.

Plusieurs pays européens utilisent des produits standards afin de faciliter l'élaboration de l'ordre de préséance économique et les échanges transfrontaliers.

En France, la situation est très différente puisque les offres d'ajustement ne sont pas standardisées afin de refléter finement les aptitudes physiques des flexibilités.

Historiquement, le système développé en France repose sur des offres implicites. Celles-ci sont associées aux flexibilités qui déclarent des programmes de production, notamment tous les groupes de production raccordés au RPT. Dans ce cas, l'offre est constituée d'un prix à la hausse et d'un prix à la baisse, RTE déduit les volumes mobilisables dans le cadre de l'équilibrage en fonction du programme d'appel d'une part et des caractéristiques techniques des flexibilités d'autre part (puissance minimale, maximale, délai de préparation, gradient de variation, durée de palier à respecter…).

Figure 7 – Construction d'une offre implicite à partir du programme d'appel



7. RTE instruit une évolution des modalités de constitution des réserves primaires de fréquence, avec la mise en place d'un appel d'offres transfrontalier de réserve primaire. L'échéance visée pour le nouveau mode de constitution est le 1er janvier 2017.

Ainsi les offres implicites reposent sur une description fine de l'aptitude technique des groupes de production. Cette approche, simple pour les acteurs de marché, transfère la complexité de formation des offres au GRT afin de tirer parti de toute la flexibilité disponible sur le système électrique.

Les offres explicites sont associées aux flexibilités proposées par les consommateurs, ou aux groupes de production raccordés aux RPD, lorsque ceux-ci ne font pas de programmation. Dans ce cas, l'offre est notamment constituée d'un prix à la hausse ou à la baisse, d'un volume à la hausse ou à la baisse, d'une durée de préavis et de durées minimale ou maximale d'utilisation.

Les offres d'ajustement mises à disposition de RTE ne sont pas standardisées aujourd'hui : elles reflètent précisément les aptitudes techniques des actifs sur lesquels elles reposent, permettant ainsi à toutes les flexibilités d'être offertes et de contribuer à une gestion fine de l'équilibrage.

1.10 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

Dans le cadre des mécanismes mis en œuvre en France, les fournisseurs de services d'ajustement ont des responsabilités propres et reçoivent des incitations spécifiques, 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 (i) d'assurer en permanence le bon fonctionnement du dispositif en encadrant précisément le niveau de fiabilité attendu pour les offres d'ajustement et (ii) d'inciter 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 des fournisseurs de services d'ajustement indépendants des fournisseurs des sites. Ceci concourt au développement d'un haut degré de concurrence sur le marché d'ajustement *(cf. chapitre 2)*.

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 rendue impossible.

1.11 LES OFFRES D'AJUSTEMENT PEUVENT ÊTRE UTILISÉES POUR RÉPONDRE À DIFFÉRENTS BESOINS RELATIFS À LA GESTION COURT-TERME DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

En France, les offres d'ajustement soumises par les acteurs de marché peuvent être utilisées par RTE pour répondre aux différents besoins relatifs à la gestion court-terme du système électrique :

- l'équilibre offre-demande au sens strict : l'activation de l'offre vise à compenser un déséquilibre entre les injections et les soutirages sur le réseau électrique. Les offres répondant au besoin technique sont sollicitées par ordre de préséance économique ;
- la gestion des contraintes réseau : l'activation de l'offre vise à lever une contrainte sur une zone particulière du RPT, la localisation des sites contribuant à l'offre est alors essentielle ;
- la reconstitution des marges de sûreté sur l'équilibre offre-demande : pour respecter les marges de sûreté définies au paragraphe 1.5 *supra*, RTE peut activer des offres pour constituer des marges supplémentaires si les volumes contractualisés et spontanément proposés par les acteurs de marché sont insuffisants ;
- la reconstitution des services système fréquence-puissance : les services système fréquence-puissance sont constitués la veille pour le lendemain par un mécanisme d'obligations adossé à un marché

secondaire. En cas d'écart entre le besoin de RTE[8] et la fourniture effective de services système par les acteurs, RTE peut reconstituer des services système en utilisant les offres déposées sur le mécanisme d'ajustement (abaissement de la consigne d'un groupe de production à puissance maximale pour lui permettre de contribuer aux réglages).

Pour les acteurs de marché, il s'agit de la traduction du principe de gestion coordonnée de l'équilibrage du système et des flux sur le réseau. Les offres déposées par les acteurs de marché ne sont pas affectées, *ex ante*, à une utilisation spécifique ; elles peuvent répondre à des besoins techniques différents tandis que RTE dispose dans le même temps d'un nombre d'offres plus important pour exploiter le système électrique avec une mise en concurrence accrue de toutes les ressources qui peuvent y concourir. Ceci constitue un gage d'efficacité économique.

Les offres d'ajustement peuvent répondre aux différents besoins relatifs à la gestion court terme du système électrique (équilibrage, reconstitution des marges et des services système, gestion des contraintes réseau). Cela constitue un gage d'efficacité économique dans la mesure où un nombre d'offres plus important est disponible, permettant ainsi une concurrence accrue, pour répondre aux différents besoins du système en temps réel.

8. L'écart entre le besoin de RTE et la fourniture par les acteurs de marché peut être lié : (i) à des défaillances des acteurs de marché, (ii) à une réévaluation du besoin par RTE en infrajournalier, (iii) à des activations d'offres sur le mécanisme d'ajustement conduisant à des arrêts de groupes qui cessent de fournir des services système.

Chapitre 2
Concurrence et ouverture sur le marché d'ajustement

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 d'ajustement français et il est ainsi utile de présenter dans ce livre vert une évaluation du degré de concurrence qui y règne. Cette analyse s'appuie notamment sur les outils traditionnels de mesure de l'intensité concurrentielle sur un marché donné (p. ex : l'indice de Herfindahl-Hirschman).

2.1 UN MARCHÉ D'AJUSTEMENT OUVERT À TOUS LES TYPES DE FLEXIBILITÉS

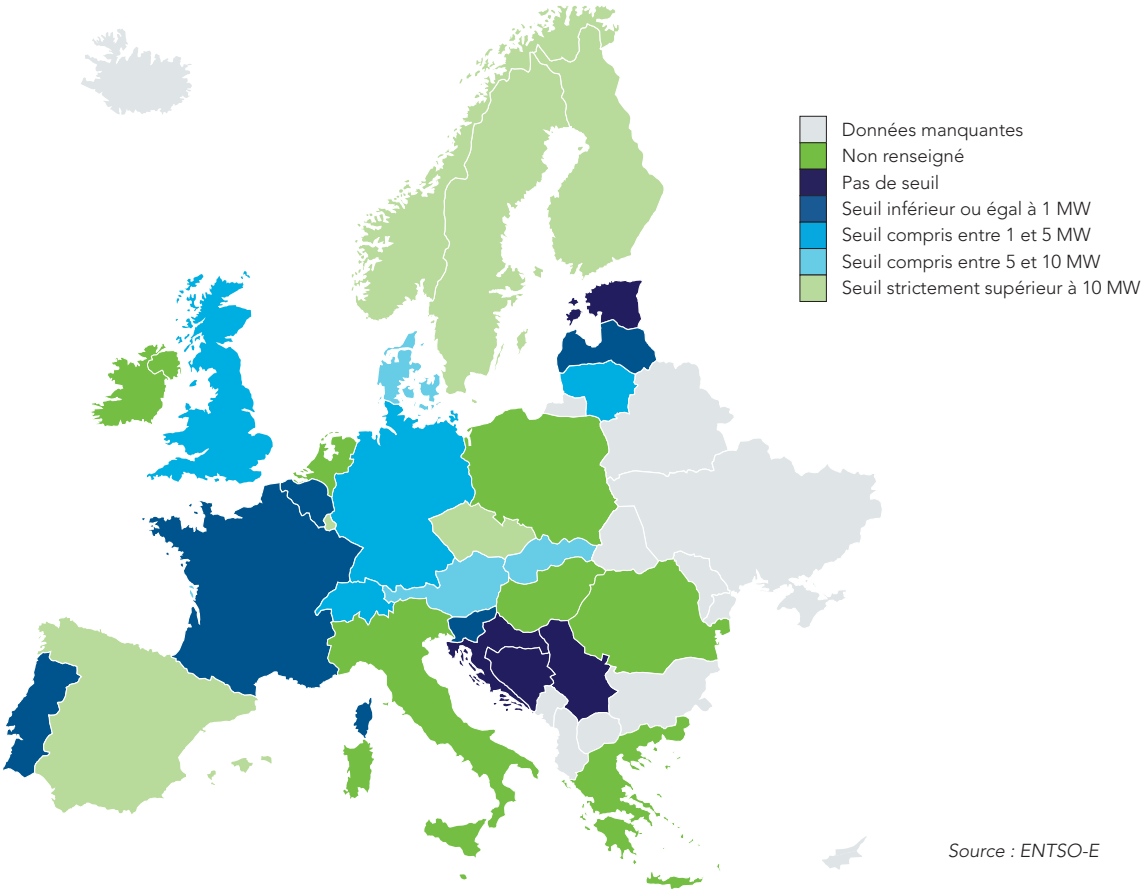
Les évolutions menées depuis 2012 aussi bien dans le cadre du mécanisme d'ajustement que des services système fréquence ont permis la participation de toutes les flexibilités quelles que soient leur taille et leur nature (production comme effacements de consommation, raccordées au RPT ou aux RPD). Cette ouverture est due à un important travail de régulation récemment réalisé au sein du marché français. 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 d'ajustement et une amélioration de l'efficacité économique.

Initialement, le mécanisme d'ajustement a été conçu autour des flexiblités (de production ou d'effacement) raccordées au RPT, et associées à des sites de production ou de consommation disposant d'une puissance élevée, ainsi que des flexibilités transfrontalières (qui ont pu participer au mécanisme d'ajustement dès sa création en 2003 – *cf. infra*). Depuis, les évolutions progressives des règles, reposant dans certains cas sur des évolutions du cadre législatif, ont permis une ouverture du marché à de nouvelles flexibilités :

- depuis 2005, les flexibilités raccordées aux RPD constituées de sites d'une capacité d'ajustement supérieure à 1 MW peuvent être valorisées dans le cadre du mécanisme d'ajustement (sous réserve d'être intégrées dans un agrégat susceptible d'offrir au moins 10 MW) ;
- depuis 2010, le seuil de 1 MW applicable aux sites participant au mécanisme d'ajustement est abaissé à 250 kW ;
- depuis 2010, la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME) étend la faculté de RTE à conclure des contrats de réservation de puissance avec des flexibilités raccordées aux RPD ;
- depuis 2015, toutes les flexibilités raccordées au RPT ou aux RPD, sans limitation sur la puissance souscrite par les sites, peuvent être valorisées sur le mécanisme d'ajustement ;
- depuis 2015, le seuil des offres manuelles valorisées sur le mécanisme d'ajustement est abaissé de 10 à 1 MW ;
- depuis 2015, les possibilités d'agrégation de sites pour constituer des offres sont élargies. Des sites de caractéristiques hétérogènes, raccordés à des réseaux de transport ou de distribution différents, dans le périmètre de différents RE, disposant d'un contrat de fourniture avec différents fournisseurs peuvent être associés pour formuler une offre sur le mécanisme d'ajustement (programme dit du « multi-tout »).

Ainsi, tous les types de flexibilités (production comme effacements de consommation, raccordées au RPT ou aux RPD) peuvent participer au mécanisme d'ajustement avec des modalités qui garantissent un terrain de jeu équitable entre filières. Toutes les barrières à la

Figure 8 – Seuil de participation pour les flexibilités aux différents marchés d'ajustement européens



Source : ENTSO-E

participation des petites capacités et des agrégateurs ont ainsi été retirées, en permettant :

- de favoriser la participation *individuelle* des flexibilités de petite taille unitaire, au travers de l'abaissement du seuil de participation à 1 MW permise par l'informatisation de l'appel des offres ;
- de favoriser la participation *agrégée* des flexibilités de petite taille unitaire, au travers d'un travail spécifique sur la souplesse d'agrégation avec les acteurs de marché et la mise en place d'un programme dit du « multi-tout ».

En matière de seuil de participation, l'abaissement à 1 MW a conduit à un alignement avec les meilleures pratiques existantes en Europe. En matière d'agrégation, le programme du « multi-tout » constitue, à la connaissance de RTE, le programme le plus avancé de ce type en Europe.

Le même type d'évolution a lieu concernant les services système fréquence en introduisant des dispositions spécifiques dans les règles relatives à la notion d'aptitude et en permettant, *via* la mise en place d'un marché secondaire, à toutes les flexibilités reconnues comme aptes de valoriser la fourniture du service. Ainsi, si la participation aux réserves primaire et secondaire a initialement été limitée aux groupes de production, celle-ci a aussi fait l'objet au cours des dernières années d'une ouverture à tous les types de flexibilités :

- ouverture aux sites de soutirage et installations de stockage raccordés au RPT au 1er juillet 2014 ;
- ouverture aux sites de soutirage et installations de stockage raccordés au RPD au 1er janvier 2016 ;
- possibilité d'agrégation sans aucune contrainte au-delà de la distinction injection/soutirage finalisée au 1er janvier 2016.

Tous les types de flexibilités, raccordées aux réseaux public de transport comme de distribution d'électricité, peuvent participer au marché d'ajustement français. Ceci permet de disposer d'un gisement de flexibilités important et de renforcer la concurrence entre les acteurs de marché.

2.2 UN MARCHÉ D'AJUSTEMENT LARGEMENT TRANSFRONTALIER

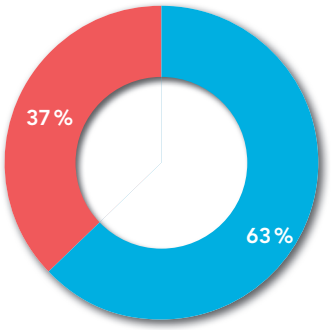
L'ouverture du mécanisme d'ajustement à la participation directe d'offres étrangères n'est pas chose récente : depuis sa création, en 2003, le mécanisme est ouvert à la participation de flexibilités situées à l'étranger. Cette possibilité, notamment avec la Suisse, où les capacités hydrauliques présentent des caractéristiques techniques bien adaptées aux produits utilisés sur le mécanisme d'ajustement français, avait en effet d'emblée présenté un intérêt dans un contexte où l'ouverture du marché de la production était encore extrêmement récente et où l'opérateur historique détenait une très large partie des capacités de production en France. Parmi les pays européens, la France présente, avec les pays nordiques, le marché d'ajustement le plus ouvert à ses voisins.

Depuis 2003, les possibilités de valorisation se sont étendues, et les capacités étrangères peuvent être valorisées dans le cadre du mécanisme d'ajustement soit par la proposition d'offres directement à RTE, soit par l'intermédiaire du dispositif BALIT (*Balancing Inter TSO*) :

- d'une part, les acteurs étrangers peuvent toujours proposer des offres directement sur le mécanisme d'ajustement à partir de flexibilités situées dans des pays frontaliers. Cette possibilité est largement utilisée par des acteurs de marché suisses et allemands et représente un volume significatif de l'énergie activée dans le cadre du mécanisme d'ajustement, notamment pour les offres à la hausse ;
- d'autre part, BALIT, initiative lancée en 2010 entre RTE et NG (Royaume-Uni), étendue en 2014 à REE (Espagne) et REN (Portugal) permet des échanges d'énergie d'ajustement entre gestionnaires de réseau selon un modèle TSO-TSO proche de celui préconisé par le projet de règlement EB. Les volumes activables dans le cadre de ce dispositif sont limités à 500 MW ; chaque gestionnaire de réseau formule et met à disposition des autres gestionnaires de réseau des offres construites à partir des offres disponibles localement et issues des acteurs de marché.

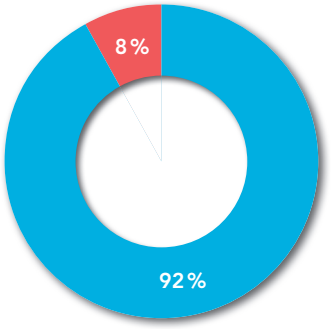
Cette ouverture à la participation de flexibilités étrangères n'est pas une abstraction théorique. Comme en témoignent la Figure 9 et la Figure 10, en 2014, près de 40% des offres d'ajustement activées à la hausse et 10% des offres d'ajustement activées à la baisse provenaient de l'étranger (Suisse ou Allemagne). Ce degré d'ouverture, généralement méconnu, constitue pourtant empiriquement l'un des éléments qui distinguent le plus le mécanisme français

Figure 9 – Répartition des offres d'ajustement activées à la hausse en fonction de leur origine géographique en 2014



Source : RTE

Figure 10 – Répartition des offres d'ajustement activées à la baisse en fonction de leur origine géographique en 2014



Source : RTE

Offres d'ajustement activées provenant de capacités françaises
Offres d'ajustement activées provenant de capacités étrangères

de certains de ses voisins, qui recourent majoritairement à des produits nationaux pour s'équilibrer.

Cette ouverture n'est pas unidirectionnelle. En ce qui concerne la réserve primaire, les fournisseurs de services d'ajustement français ont la possibilité de participer aux appels d'offres organisés par le GRT belge Elia et suisse Swissgrid depuis 2011. Cette possibilité a donné lieu à des exports de réserve primaire depuis la France vers la Belgique pour un volume de l'ordre de 30 MW.

Le marché d'ajustement français est largement ouvert aux flexibilités étrangères. Un tiers de l'énergie activée à la hausse provient de capacités situées à l'étranger. La France présente ainsi, avec les pays nordiques, le marché d'ajustement le plus ouvert à ses voisins.

2.3 UN MARCHÉ D'AJUSTEMENT DÉCONCENTRÉ

Alors que les marchés de l'énergie en France sont traditionnellement présentés comme très concentrés, une autre caractéristique pratique du marché d'ajustement français est qu'il est le théâtre d'une concurrence effective entre une variété importante d'acteurs. Les indicateurs traditionnels utilisés pour juger du niveau de concentration d'un marché permettent d'en rendre compte et de mesurer l'impact de la pénétration des offres étrangères comme de la demande sur les mécanismes utilisés en France pour l'ajustement.

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.

2.3.1. Énergie d'ajustement

Fin 2015, environ 40 acteurs de marché (producteurs, consommateurs, agrégateurs) participent à l'ajustement du système électrique français. La part de marché de l'opérateur historique (EDF) représente seulement 50 %

Figure 11 – Nombre d'acteurs effectivement actifs sur le mécanisme d'ajustement

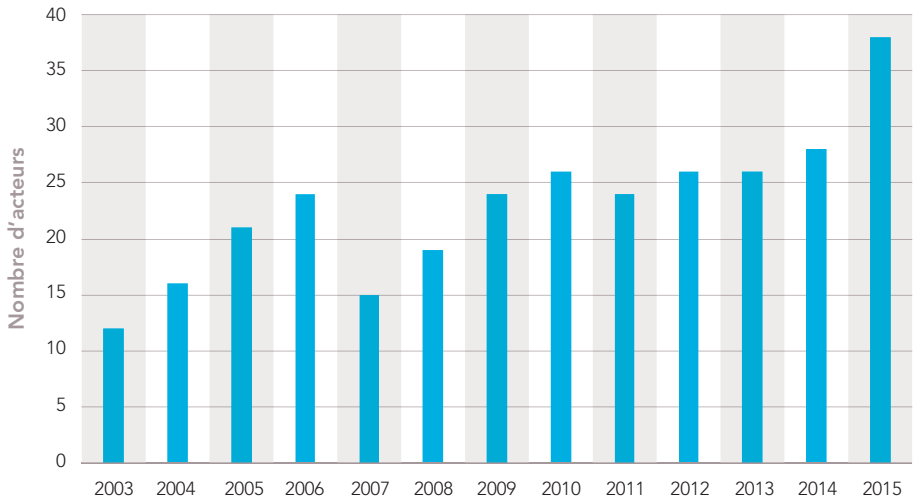


Figure 12 – Part de marché de l'opérateur historique sur le mécanisme d'ajustement

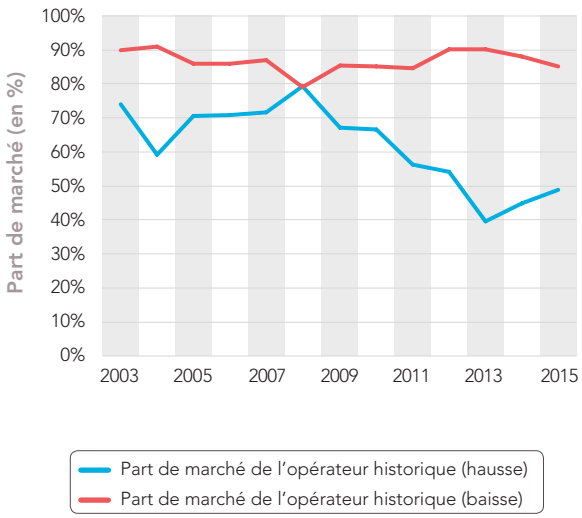
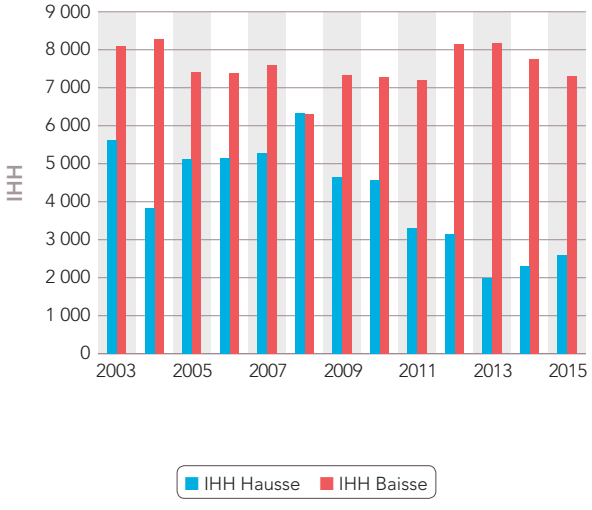


Figure 13 – Concentration du mécanisme d'ajustement en France



du marché de l'énergie d'ajustement manuel à la hausse. Le marché de l'énergie d'ajustement à la baisse reste, quant à lui, très concentré avec une part de marché de l'opérateur historique proche de 80 % (les tranches de production marginales démarrées sont très majoritairement sollicitées en cas d'ajustement à la baisse).

2.3.2 Constitution des réserves rapide et complémentaire

Les modalités de contractualisation ont également largement évoluées ces dernières années afin d'assurer une participation plus large de nouvelles flexibilités (capacités agrégées, consommateurs) aux différentes réserves ; cela a permis une augmentation de la concurrence encore plus marquée sur le marché des réserves que sur le marché de l'énergie d'ajustement.

L'appel d'offres pour la constitution des réserves rapide et complémentaire permet à RTE de contractualiser la mise à disposition de 1 000 MW de réserve manuelle disponible en 13 minutes et 500 MW de réserve manuelle disponible en 30 minutes. Ces réserves sont mises à disposition de RTE dans le cadre du mécanisme d'ajustement. L'appel d'offres, qui se déroule annuellement, est ouvert à des groupes de production ou à des sites de consommation raccordés sur le RPT ou les RPD.

Depuis 2014, RTE a fait évoluer les modalités de contractualisation afin d'assurer une participation plus large de nouvelles flexibilités (capacités agrégées, consommateurs).

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

- le lotissement temporel 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 issues de sites industriels 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 peuvent être offerts par les acteurs, permettant ainsi à un large panel de capacités de participer.

D'autre part, la pénétration de la production décentralisée a été favorisée : cogénérateurs, groupes électrogènes commandables raccordés au RPT ou aux RPD participent aujourd'hui aux différentes réserves.

Enfin, un effort spécifique a été réalisé pour intégrer la demande *(cf. chapitre 3)*.

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 (EDF) 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 IHH[9] de 7 800 à 2 000 en moyenne. En 2016, 9 acteurs se partagent le marché, le top 3 des nouveaux entrants disposent aujourd'hui d'une part de marché globale proche de 50 %. Aucun de ces acteurs n'a un rôle pivot dans ce marché.

D'un point de vue économique, cette évolution traduit le fait que la réserve rapide française, autrefois essentiellement assurée par des capacités hydrauliques, est aujourd'hui majoritairement fournie par de la production décentralisée (environ 40 % de parts de marché) ou des effacements de consommation (environ 35 % de parts de marché). La fin de certains contrats d'obligation d'achat pour les cogénérations ont en effet conduit ces installations à rechercher de nouveaux débouchés, et la réserve rapide correspond bien au type de service qu'elles peuvent fournir. S'agissant des effacements de consommation, les évolutions contractuelles proposées par RTE ont contribué à l'élargissement des parts de marché.

La pénétration de ces filières engendre un autre effet bénéfique, et permet de « libérer » les capacités hydrauliques pour une participation accrue au marché. Dans le premier rapport sur les réseaux électriques intelligents publié par RTE et ses partenaires le 9 juillet 2015, cet effet a été analysé. Il a été montré qu'il était générateur de valeur tant sur le plan économique que sur le plan environnemental (il existe un surcroît minime d'émissions de CO_2 associé à une plus grande utilisation de moyens polluants pour la réserve rapide et complémentaire, largement compensé par

9. L'indice de Herfindahl-Hirschman 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 concentré ; entre 1000 et 2000, le marché est moyennement concentré ; inférieur à 1000, le marché est peu concentré.

la diminution des émissions associée à une meilleure participation de l'hydraulique aux marchés journalier et infrajournalier).

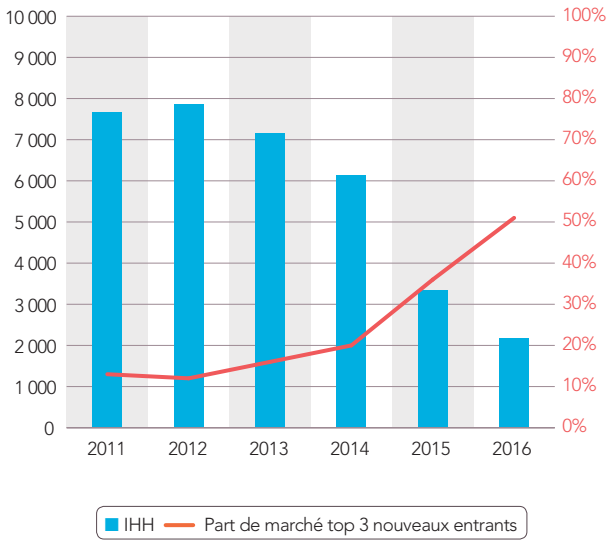
2.3.3 Réserves primaire et secondaire

Le marché des réserves primaire est lui aussi marqué par une réduction progressive de la part de l'opérateur historique conjointement à la participation croissante des consommateurs (représentant aujourd'hui jusqu'à 10 % de la capacité de réserve primaire). En revanche le marché de la réserve secondaire reste dominé à environ 98 % par l'opérateur historique.

Au-delà de l'ouverture aux sites de soutirage RPT et RPD et aux installations de stockage, d'autres évolutions ont été entreprises pour rendre ces marchés plus concurrentiels et améliorer l'efficacité économique de la constitution des réserves primaire et secondaire. En octobre 2016, la participation des capacités dissymétriques sera possible : cette possibilité devrait permettre aux sites de soutirage de fournir la réserve secondaire à la hausse et aux groupes de production à faible coût variable de fournir la réserve secondaire à la baisse. Par ailleurs la constitution de la réserve primaire pourrait être réalisée, dès début 2017, de manière commune entre la France et les pays de la coopération « FCR » *(cf. chapitre 4)*, permettant ainsi la constitution de la réserve primaire par un appel d'offres transfrontalier. Cette évolution augmentera la concurrence sur le marché de la réserve primaire et diminuera les coûts de constitution.

Si les efforts en France ont principalement porté sur la réserve primaire au cours des dernières années, la réserve secondaire fera l'objet de travaux dédiés dans les prochaines années tant sur le volet capacité que sur le volet énergie, comme décrit dans la partie 3.

Figure 14 – Concentration du marché des réserves rapide et complémentaire en France



Les évolutions du marché d'ajustement mises en œuvre depuis 2003, notamment l'ouverture aux acteurs étrangers, à la flexibilité de la demande et à de nouvelles capacités de production ont permis une déconcentration progressive du marché d'ajustement et une amélioration de son efficacité économique.

Chapitre 3
Participation de la demande au marché d'ajustement

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

Si cette réforme s'est initialement inscrite dans le contexte propre au système électrique français de gestion d'une pointe de consommation marquée et faisant l'objet d'une forte variabilité, elle est désormais au cœur de la transition énergétique définie aux niveaux français et européen et dont l'un des objectifs est d'offrir aux consommateurs un ensemble de leviers lui permettant de devenir un véritable acteur du système électrique.

3.1 LA RÉFORME

L'introduction du nouveau cadre de régulation pour la flexibilité des sites de consommation a suscité de nombreux débats en France et conduit à plusieurs évolutions structurantes des règles du marché de l'électricité permettant de supprimer les deux types de barrières à l'entrée auxquels le développement des flexibilités des sites de consommation font face au sein des marchés électriques européens.

3.1.1 Traitement des barrières concurrentielles

Les règles de marché proposées par RTE et approuvées par la Commission de régulation de l'énergie permettent de traiter effectivement la question de la concurrence entre les fournisseurs et les opérateurs d'effacement.

Concrètement, la suppression de ces barrières concurrentielles permet aux opérateurs d'effacement de participer librement et sans accord du fournisseur des sites sur lesquels ils interviennent à tous les marchés de l'électricité : mécanisme d'ajustement, services système, réserves rapide et complémentaire, mécanisme de capacité, etc.

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 d'équivalents que dans la zone PJM aux États-Unis.

Elle conduit également à élaborer une « muraille de Chine » contractuelle entre l'activité de l'opérateur d'effacement et celle du fournisseur, dans le cas où ceux-ci sont distincts. En effet, l'intermédiation de RTE entre l'opérateur d'effacement et le fournisseur permet de garantir à l'opérateur d'effacement que ses actions seront confidentielles et de créer ainsi les conditions d'une concurrence effectivement équitable entre 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.

La mise en place d'un tel modèle a fait l'objet d'un important travail de régulation et a sollicité tant RTE et la Commission de régulation de l'énergie, que l'Autorité de la concurrence et le Parlement français qui a été amené à décrire ce cadre de régulation novateur en introduisant un titre dédié aux flexibilités des sites de consommation au sein du Code de l'énergie.

3.1.2 Traitement des barrières techniques

Si les questions concurrentielles ont permis d'ouvrir le marché aux opérateurs d'effacement du point de vue de la régulation, il était également essentiel au niveau technique d'adapter l'architecture de marché pour permettre une participation effective de la flexibilité des sites de consommation aux marchés. Pour cela, les règles de marché ont dû évoluer afin de définir des produits « adaptés » aux flexibilités de consommation à toutes les échéances de temps, et notamment aux échéances proches du temps réel (mécanisme d'ajustement, réserves rapide et complémentaire, services système).

Le paragraphe 2.1 du chapitre 2 décrit l'ensemble des évolutions ayant permis d'accroître les possibilités pour les consommateurs de déposer des offres individuelles mais aussi de lever toutes les barrières existantes à l'agrégation afin de permettre aux opérateurs d'effacement de déposer des offres agrégées sans contrainte (c'est-à-dire sans s'attacher au réseau de raccordement, au fournisseur, au responsable d'équilibre, etc. des consommateurs concernés). 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 RPT et à plusieurs RPD 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 », probablement le plus avancé en Europe, 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.

Un travail important a également été réalisé pour définir des produits permettant effectivement aux consommateurs de participer aux marchés de l'électricité.

Par exemple, sur la réserve rapide et complémentaire, la segmentation des produits décrites au paragraphe 2.3.2 du chapitre 2 a notamment permis aux opérateurs d'effacement de pouvoir techniquement répondre aux appels d'offres en formulant des offres compétitives.

Sur les services système fréquence, les sites de soutirage sont autorisés à participer au réglage de la fréquence depuis le 1er juillet 2014 : les consommateurs concernés (directement ou par l'intermédiaire d'un agrégateur) peuvent vendre ces réserves primaire ou secondaire aux producteurs obligés (et non directement à RTE), à un prix libre, au moyen de transactions de gré à gré. Les flexibilités des sites de soutirage sont certifiées par RTE, au même titre que celles des installations de production selon des critères identiques.

La dernière évolution des règles services système s'inscrit dans cette optique d'ouverture du marché en offrant désormais aux acteurs la possibilité de fournir des services système de manière dissymétrique (c'est-à-dire de manière différente à la hausse et à la baisse). En pratique, ce type de mesures est favorable à des capacités flexibles comme aux sites de soutirage qui ne disposent pas du même potentiel de flexibilité à la hausse ou à la baisse.

Enfin, le cadre de régulation permet 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.

3.2 LES RÉSULTATS

Les résultats de cette politique ne sont pas théoriques. Les effacements de consommation apportent de la valeur pour le système électrique et pour la collectivité en général, tant en capacité qu'en énergie, en diminuant l'utilisation des moyens de production, notamment des moyens coûteux et polluants, et en permettant d'économiser les coûts de combustible correspondants. La participation des capacités d'effacement aux réserves pour l'équilibrage permet en outre de libérer des capacités de production qui peuvent alors être utilisées plus efficacement au service du système électrique (et se substituer elles-mêmes à des moyens plus coûteux). Aujourd'hui environ 2,5 GW de capacités d'effacement trouvent leur rentabilité sur les marchés de l'ajustement et des réserves. La profondeur de ce gisement a vocation à augmenter avec la mise en place du mécanisme de capacité.

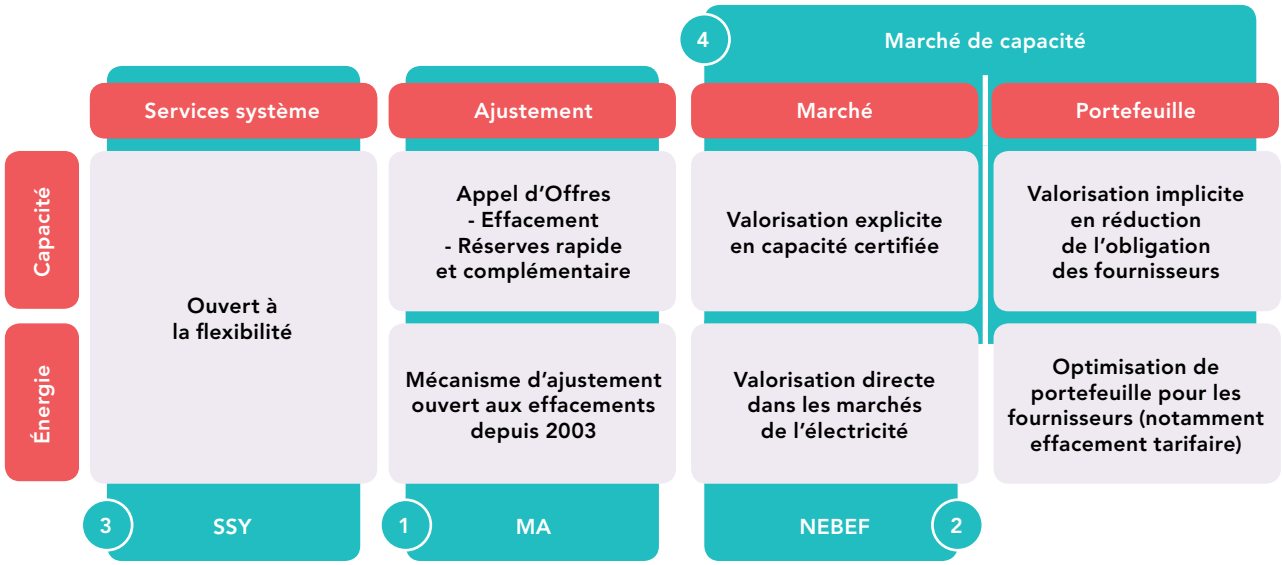
Sur le mécanisme d'ajustement, plus d'une dizaine d'opérateurs d'effacement sont actifs et certains consommateurs résidentiels participent par le biais d'opérateurs d'effacement à l'équilibrage du système électrique. Par ailleurs, RTE travaille avec les opérateurs d'effacement à l'évaluation de méthodes de contrôle du réalisé afin d'affiner le processus de certification des flexibilités de consommation.

Sur les services système, la participation des sites de soutirage représente en 2016 environ 10% de la réserve primaire constituée en France. Ce sont essentiellement de grands sites industriels utilisant des procédés d'électrolyse.

Sur les réserves rapide et complémentaire, 9 acteurs de marché sont lauréats du dernier appel d'offres, parmi lesquels de nombreux opérateurs d'effacement. On constate par ailleurs une tendance marquée à l'accroissement de la part de marché des sites de soutirage dans la constitution des réserves rapide et complémentaire. Sur ce marché, les opérateurs d'effacement sont désormais dominants et ont contribué à faire baisser le prix de constitution de ces réserves. En volume, RTE contractualise jusqu'à 40% de ces réserves avec des sites de consommation.

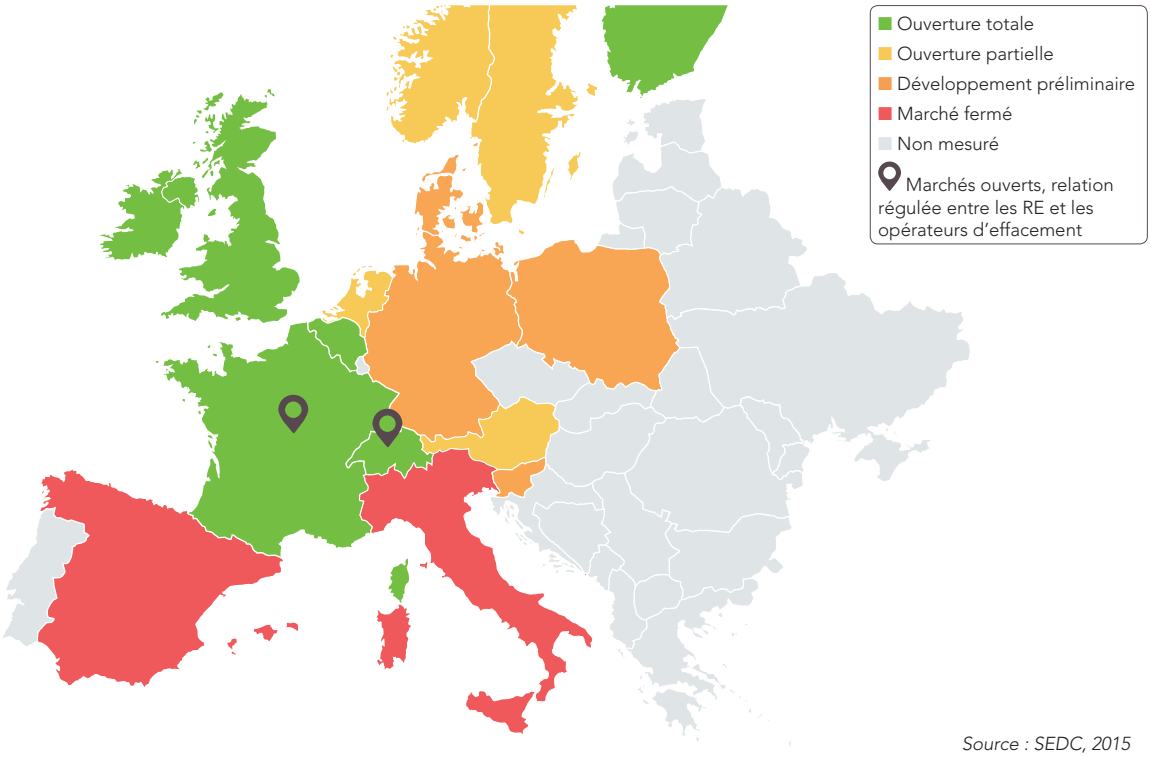
La réforme du marché de l'électricité français pour la flexibilité de la consommation fait office de précurseur au niveau européen dans la mesure où la France fait partie des rares pays ayant effectivement créé les conditions d'une concurrence équitable entre la flexibilité offerte par les sites de consommation et celle de la production d'électricité sur tous les segments de marché,

Figure 15 – Place des effacements de consommation dans les mécanismes de marché



1 2003 - MA ouvert aux effacements
2 18/12/13 - NEBEF : participation directe et explicite des effacements dans les marchés de l'énergie
3 01/07/14 - Expérimentation flexibilité sur les services système
4 01/04/15 - Mise en œuvre du marché de capacité français, ouvert aux effacements

Figure 16 – Description de l'ouverture des marchés de l'électricité à la flexibilité de la demande



Source : SEDC, 2015

conformément aux dispositions de la directive efficacité énergétique.

C'est pour cette raison que la *Smart Energy Demand Coalition* place la France en tête de son observatoire du développement de l'effacement en Europe. Ce rapport, réalisé de manière annuelle par l'association des professionnels de l'effacement européens, a montré la progression du cadre de régulation de la flexibilité de consommation entre 2012 et 2015 et les importantes évolutions qui ont été apportées pour permettre d'adresser les bons signaux économiques à la flexibilité de la consommation.

Les travaux français sont par ailleurs cohérents avec les recommandations élaborées au niveau européen par la *Smart grid task force* pilotée par la Commission européenne et dont les deux rapports publiés en 2014 et 2015 mettent en évidence l'importance d'ouvrir les marchés de l'électricité aux flexibilités de consommation en traitant précisément les barrières à l'entrée relatives au cadre de régulation et au cadre technique.

Depuis 2010, la France met en œuvre une réforme de son marché de l'électricité destinée à favoriser la fourniture de flexibilité à partir de sites de consommation. L'ensemble de cette réforme – concurrentielle et technique – a permis de disposer d'un cadre de régulation créant 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. 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 2016, jusqu'à 40% de la réserve totale d'ajustement manuel et 10% de la réserve totale de réserve primaire.

Conclusion

Le modèle d'équilibrage français repose sur la responsabilisation des acteurs (absence de restrictions aux échanges sur les marchés infrajournaliers, responsabilité financière) et une place importante est 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 pour les effacements et la production raccordée au RPD) 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.

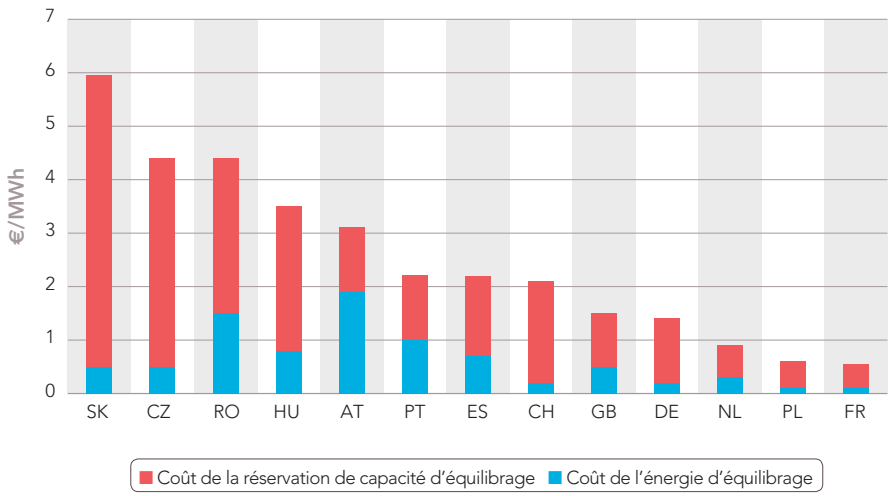
Les évolutions successives des règles de marché ont permis de garantir une participation effective de tous les types de flexibilités à l'équilibrage du système électrique français, ce qui constitue l'un des points forts de la réforme récente des marchés de l'électricité en France. Cela permet au GRT de disposer de toutes les flexibilités disponibles au sein du système pour assurer sa mission d'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 faibles par rapport à ses voisins *(cf. Figure 4)*.
Ces principes concourent à faire du marché d'ajustement français un dispositif peu coûteux selon les standards européens :

- les coûts associés aux actions d'équilibrage menées par RTE sont faibles par rapport aux standards européens (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 17, représentant le coût de l'équilibrage par pays rapporté à la consommation finale d'électricité (en €/MWh).

Figure 17 – Coût de l'équilibrage rapporté à la consommation finale d'électricité dans une sélection de pays européens



Source : ACER

- Les coûts liés aux réservations de capacités sont réduits par rapport à nos voisins européens *(cf. Figure 17)*.
- les coûts liés à la gestion des congestions réseau *(re-dispatching* ou *de counter-trading)* sont 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 largement positif :

- d'un point de vue de la sûreté, les modalités techniques mises en œuvre ont permis de respecter les critères de sûreté définis par les pouvoirs publics ;
- d'un point du 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 apparaissent comme 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.

Le mécanisme d'ajustement français est à même d'assurer la sûreté du système électrique français pour un coût faible par rapport à ses partenaires européens et ce malgré la grande variabilité de sa consommation et la taille de son réseau. Cette efficacité bénéficie directement aux consommateurs.

Partie 2

Enjeux de demain

Les modalités actuelles régissant l'équilibrage du système électrique français seront amenées à évoluer significativement au cours des prochaines années dans le but de poursuivre l'intégration des marchés de l'électricité à l'échelle européenne et de disposer ainsi de mécanismes de marché régionaux ou paneuropéens à toutes les échéances de temps.

Si la construction de l'Europe de l'électricité a concentré un nombre important des débats relatifs à l'évolution des marchés depuis l'adoption du 3e paquet « énergie », la mise en œuvre de politiques ambitieuses de transition énergétique à tous les échelons territoriaux (européen, national et local) s'est récemment imposée comme l'un des principaux moteurs de l'évolution du système électrique. Les défis sont nombreux : il s'agit notamment de faciliter l'adaptation des infrastructures (outils de production et réseau), de faire évoluer les modes de gestion du système et d'être en mesure de mobiliser de nouveaux leviers de flexibilité pour gagner en efficacité et en souplesse.

L'architecture des marchés de l'électricité, qui a pour objectif de renvoyer à chaque acteur du système électrique des signaux économiques cohérents avec les besoins physiques du système électrique, doit ainsi évoluer pour accompagner efficacement la transition énergétique.

En particulier, l'équilibrage du système électrique est l'un des leviers identifiés pour accompagner l'émergence des nouvelles flexibilités et proposer aux acteurs de marché innovants un terrain de jeu adapté à leurs spécificités, efficace d'un point de vue économique, favorisant l'innovation, tout en répondant aux enjeux relatifs à la sûreté d'exploitation du système électrique.

RTE a présenté de premières évaluations des gains et des coûts associés à la mobilisation de nouvelles fonctions *smart-grids* pour le système électrique dans un scénario de transition énergétique. Les analyses ont mis en évidence l'importance du rôle joué par le marché d'ajustement pour les nouvelles flexibilités (effacements de consommation, énergies renouvelables, dispositifs de stockage, etc.).

Les prochaines évolutions des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement, au dispositif de responsable d'équilibre et aux services système auront donc pour ambition de répondre à ces deux objectifs que sont la construction de l'Europe de l'électricité et l'accompagnement de la transition énergétique.

La partie 2 du livre vert vise à présenter ces enjeux et mettre en perspective les orientations proposées par RTE dans la suite du document pour définir la cible en matière d'équilibrage. La présentation de ces enjeux doit également être considérée comme un fil conducteur des évolutions des règles qui interviendront au cours des prochaines années.

Le chapitre 4 se concentre sur l'intégration européenne des marchés d'ajustement et, en particulier sur les enjeux relatifs à l'adoption et à la déclinaison du projet de règlement EB.

Les enjeux relatifs à l'accompagnement de la transition énergétique sont présentés dans le chapitre 5.

Chapitre 4
Intégration européenne des marchés d'ajustement

Après les marchés de l'énergie, l'équilibrage constitue la dernière étape-clé de l'intégration européenne des marchés de l'électricité.

L'objectif est 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.

4.1 LES OUTILS : PLUSIEURS RÈGLEMENTS EUROPÉENS DOIVENT PERMETTRE D'ATTEINDRE L'OBJECTIF D'INTÉGRATION DES MARCHÉS D'AJUSTEMENT

Le 3e paquet « énergie » prévoit la construction d'un véritable marché européen de l'électricité ; cela se traduit par une harmonisation progressive des marchés de l'électricité à toutes les échéances de temps par l'intermédiaire d'instruments réglementaires spécifiques, appelés codes de réseau.

Les codes de réseau ont vocation à compléter les travaux réalisés au sein des initiatives régionales et ayant permis – notamment à l'échéance journalière – de faire émerger des principes opérationnels structurants pour permettre concrètement les échanges transfrontaliers. À ce titre, ils embrassent un nombre important de champs de coopération : raccordement des moyens de production et des consommateurs, exploitation du système électrique, organisation des marchés, etc.

Leur processus d'élaboration est défini précisément par le 3e paquet « énergie » : sur la base d'une liste de priorités définie par la Commission européenne, l'agence de coopération des régulateurs (ACER) propose des orientations-cadres, qui doivent ensuite être déclinées en une proposition de code de réseau établie par ENTSO-E. L'ACER rend ensuite un avis sur la proposition d'ENTSO-E et, si ce dernier est positif, la transmet à la Commission européenne qui est responsable de son adoption dans le cadre de procédures dites de comitologie.

Après leur adoption, les codes de réseau ont le statut de règlements européens et sont donc applicables directement dans le droit des États membres – même si certaines marges de manœuvre existent pour leur déclinaison.

C'est dans ce cadre que l'ACER a publié des orientations-cadres relatives à l'équilibrage le 18 septembre 2012 et qu'en réponse, ENTSO-E a proposé un premier projet de code de réseau le 23 décembre 2013. Plusieurs échanges ont eu lieu entre ENTSO-E et l'ACER entre cette première proposition et l'avis rendu par l'ACER le 22 juillet 2015 qui a conduit à la transmission du code à la Commission européenne afin de démarrer la procédure d'adoption formelle et d'en faire un règlement européen contraignant.

Le règlement EB est identifié comme l'un des leviers importants permettant de réussir l'intégration des marchés d'ajustement dans le prolongement de l'adoption du règlement relatif à l'harmonisation des marchés journalier et infrajournalier et des avancées significatives obtenues dans le couplage des marchés à l'échéance journalière.

En particulier, il définit un principe clair de séparation entre les actions des responsables d'équilibre et du GRT pour l'équilibrage du système électrique. En cas de déséquilibre du système, le GRT n'agit que sur les échéances postérieures à la fermeture des marchés infrajournaliers transfrontaliers. **Il précise ensuite les règles indispensables à la mise en place d'un marché d'ajustement européen :** les offres d'ajustement

doivent être comparables entre elles indépendamment de leur origine géographique en respectant un format standardisé ; une plateforme commune européenne permettra de partager, d'activer les offres d'ajustement et de les rémunérer au prix marginal.

Deux autres règlements européens, déjà en vigueur ou dans des stades avancés de finalisation, concernent l'équilibrage du système électrique :

- 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 journaliers et infrajournaliers. Il est en cours de déclinaison par les GRT européens. **Il précise que les échanges sur le marché infrajournalier transfrontalier doivent pouvoir se dérouler *a minima* jusqu'à une heure avant le temps réel ;**
- 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), établit les règles applicables aux GRT, GRD et utilisateurs du réseau afin d'assurer la sûreté d'exploitation du réseau électrique européen. **Il affirme l'importance du dispositif de programmation, mentionne l'usage de trois types de réserve (FCR, FRR, RR), rappelle l'exigence de restauration de la fréquence en moins de 15 minutes et définit le cadre réglementaire permettant l'échange et le partage de réserves.**

L'intégration européenne des marchés d'ajustement repose sur (i) une clarification des responsabilités des différents acteurs (responsables d'équilibre, fournisseurs de services d'ajustement, gestionnaires de réseau de transport), (ii) la définition d'horizons disjoints entre les marchés de l'énergie et l'équilibrage, (iii) des produits d'ajustement standardisés afin de permettre leur partage au niveau européen.

4.2 LE CHEMINEMENT : IL FAUT CHOISIR UNE PHILOSOPHIE D'HARMONISATION POUR PERMETTRE L'ÉMERGENCE DU MARCHÉ D'AJUSTEMENT EUROPÉEN

L'intégration des marchés d'ajustement doit permettre de disposer de plus de liquidité et d'accroître la concurrence entre les acteurs de marché aux échéances proches du temps réel, dans un soucis d'efficacité, de compétitivité des prix et de niveau de service.

Cependant, l'équilibrage se distingue par une particularité importante par rapport aux autres échéances de marché, celle d'être la dernière échéance avant le temps-réel et le débouclage physique de l'ensemble des positions des acteurs de marché. Ainsi, outre les aspects opérationnels qui peuvent devenir fortement contraignants à l'approche du temps-réel, l'équilibrage est un élément-clé pour assurer la sûreté du système électrique et la qualité de la fréquence.

Par ailleurs, comme cela a été rappelé au chapitre 1, 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. Il existe donc un véritable enjeu à trouver le bon niveau d'harmonisation permettant effectivement d'atteindre l'objectif d'efficacité et de compétitivité pour les consommateurs européens recherché par le 3e paquet « énergie ».

Deux grandes stratégies sont possibles pour faire émerger un marché d'ajustement européen :

- 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 donc 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 ;
- soit les parties prenantes prêtes à partager un produit d'ajustement standard établissent un marché supranational et harmonisent progressivement, en tant que de besoin et dans le respect des exigences réglementaires, les processus concernés. Dans ce scénario, chaque produit d'ajustement peut faire l'objet

d'un partage 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.

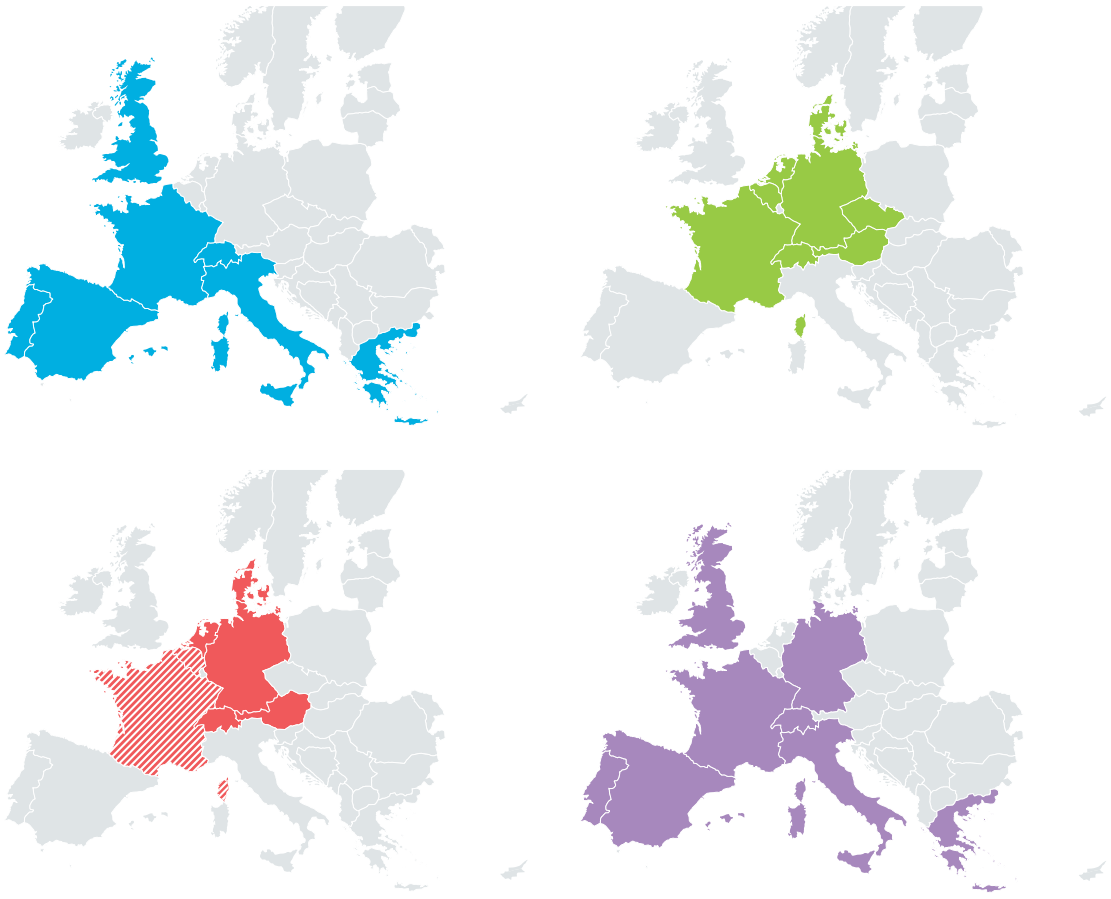
Le projet XBID pour la déclinaison du modèle-cible pour l'échéance infrajournalière a mis en évidence la complexité et les délais associés à une solution reposant sur une harmonisation complète des processus à la maille européenne.

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 se faire dans un temps plus court 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.

Figure 18 – Périmètre des projets européens auxquels RTE participe



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.

Convaincue 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. Ceux-ci constituent le socle des futures avancées.

Figure 19 – Les changements techniques majeurs introduits par le projet de règlement EB

	Aujourd'hui		Avec le projet de règlement EB
aFRR	Le 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**)
aFRR	Activation des offres d'ajustement au pro-rata	→	Activation des offres d'ajustement en fonction de la **préséance économiquue**
aFRR	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**
mFRR et RR	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 marches infrajournaliers et l'activité d'équilibrage du GRT
GRT	Établissement d'une liste de préséance économique pour ses besoins propres	→	Liste de **préséance économique européenne**
Règlement financier	Prix d'offre	→	Prix **marginal**
Règlement financier	Modèle BSP-TSO pour les échanges transfrontaliers	→	Modèle **TSO-TSO** pour les échanges transfrontaliers
Règlement financier	Le prix de règlement des écarts repose sur un prix moyen pondéré des offres d'ajustement manuelles	→	Le prix de règlement des écarts repose sur un prix moyen pondéré des offres d'ajustement manuelles et automatiques
Règlement financier	Matrice de prix de règlement des écarts "dual price"	→	Matrice de prix de règlement des écarts "**single price**"
Règlement financier	Pas de règlement des écarts non harmonisé	→	Pas de règlement des écarts **harmonisé**

4.3 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 afin d'être en mesure de s'inscrire dans des débats à caractère technique et des processus de décision complexes au niveau européen.

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.

Chapitre 5
Intégration des nouvelles flexibilités pour la transition énergétique

En parallèle à la construction du marché intérieur de l'électricité et de la déclinaison du 3e paquet « énergie », l'architecture des marchés de l'électricité doit évoluer pour répondre aux ambitions de la transition écologique et énergétique, et en particulier pour atteindre ces objectifs au meilleur coût pour les consommateurs tout en maintenant la qualité de service actuelle.

En effet, les marchés de l'électricité sont des outils conçus pour renvoyer aux acteurs du système électrique des signaux cohérents avec les besoins physiques du système électrique. Dans un premier temps, ils ont été mis en place dans le but d'accroître la concurrence au sein du secteur électrique et de diminuer les prix de l'électricité pour les consommateurs, notamment en bénéficiant du foisonnement du parc à l'échelle européenne. Dans un contexte de forte évolution du système électrique et, en particulier du mix électrique, il convient de les adapter aux objectifs d'intégration des nouvelles flexibilités et de flexibilisation du système électrique.

Plusieurs évaluations quantitatives ont récemment mis en évidence les bénéfices associés au développement des *smart grids* au sein du système électrique. De telles évaluations ont ainsi été réalisées en France dans le cadre du plan « réseaux électriques intelligents » de la Nouvelle France industrielle lancé par le Président de la République et le Ministre en charge de l'économie et de l'industrie. En premier lieu, un premier rapport consacré à la valorisation socio-économique des réseaux électriques intelligents a été publié par RTE et ses partenaires le 9 juillet 2015. Ce rapport identifie différentes fonctions avancées « *smart grids* » et présente une évaluation de leurs bénéfices pour la collectivité qu'ils soient d'ordre économique, environnemental, ou social (création d'emplois). Parmi ces fonctions *smart grids*, on peut notamment citer :

- la gestion active de la consommation dans les secteurs résidentiel, tertiaire et industriel ;
- la participation de la production éolienne à l'ajustement ;
- la commandabilité de la production éolienne pour la gestion du réseau de transport ;
- le stockage de faible capacité équipé pour le réglage de la fréquence.

Pour l'ensemble de ces fonctions, le rapport a mis en évidence les bénéfices pour la collectivité associés à leur participation active à la gestion du système électrique aux échéances de court-terme.

En second lieu, la participation des nouvelles flexibilités aux marchés doit à terme contribuer à améliorer leur équation économique (hors mécanisme de soutien) et peut donc être considérée comme un élément favorable pour faciliter les investissements dans ce type de flexibilités.

Dans ce contexte, il est essentiel de disposer d'un cadre réglementaire permettant effectivement aux nouvelles flexibilités de trouver leur place dans le fonctionnement du système électrique à toutes les échéances de temps et de proposer au sein des règles de marché un terrain de jeu adapté et leur permettant de développer des offres compétitives.

Au niveau européen, la Commission s'est récemment saisie de cet enjeu et 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 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.

Au niveau français, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit de nombreuses dispositions concernant l'évolution des marchés de court-terme

et l'intégration des nouvelles flexibilités au fonctionnement du système électrique. Citons, par exemple, la révision du cadre de valorisation des effacements de consommation, la mise en place d'expérimentations pour permettre l'émergence de services de flexibilité locaux en cohérence avec le fonctionnement des marchés à la maille nationale, l'extension du dispositif de programmation aux énergies renouvelables, la mise en œuvre d'un nouveau mécanisme de soutien aux énergies renouvelables – le complément de rémunération –, etc.

L'ensemble de ces dispositions forme un cadre ambitieux devant désormais faire l'objet d'un travail de déclinaison, notamment au sein des règles de marché. Sa mise en œuvre contribuera à permettre une participation « active » de toutes les flexibilités au fonctionnement du système électrique.

5.1 LE DÉVELOPPEMENT DE LA PARTICIPATION ACTIVE DES CONSOMMATEURS AU MARCHÉ D'AJUSTEMENT DOIT RESTER UNE PRIORITÉ

Comme indiqué dans la partie 1, depuis 2010, la France a mis en œuvre une réforme en profondeur de son marché de l'électricité dont l'objectif est de lever l'ensemble des barrières à l'entrée du marché pour la fourniture de flexibilité à partir de sites de consommation et, en particulier, pour les opérateurs de service spécialisés dans ce domaine d'activité (ou *opérateurs d'effacement).*

D'une part, les évolutions engagées visent à permettre aux opérateurs d'effacement une participation libre au marché, non conditionnée à l'accord des fournisseurs des sites sur lesquels ils interviennent. Elles reposent sur une intermédiation de RTE entre les fournisseurs et les opérateurs d'effacement afin de garantir à ces derniers que leurs actions seront confidentielles et de créer ainsi les conditions d'une concurrence équitable entre les acteurs de marché.

D'autre part, des évolutions techniques ont été spécifiquement menées afin d'accroître les possibilités de valorisation et permettre aux flexibilités de consommation de s'insérer de manière compétitive dans le marché : abaissement des seuils de participation, possibilité de déposer des offres agrégées sans contrainte (c'est-à-dire sans s'attacher au réseau de raccordement, au fournisseur, au responsable d'équilibre, etc. des consommateurs concernés), segmentation adaptée des produits de réserves rapide et complémentaire, création d'un marché secondaire de services système, possibilité de valoriser des services système à l'étranger, possibilité de valoriser des services système de manière dissymétrique (c'est-à-dire de manière différente à la hausse et à la baisse).

La mise en place de ce cadre novateur a porté ses fruits : la participation des flexibilités de consommation, issues de sites raccordés aux réseaux publics de transport ou de distribution, est désormais effective pour tous les mécanismes de marché, y compris sur les échéances les plus proches du temps réel (mécanisme d'ajustement, réserves rapide et complémentaire, services système).

L'architecture actuelle du marché d'ajustement et le cadre mis en place par la France pour la valorisation des flexibilités de consommation font l'objet d'un intérêt de la part de certains pays européens. Une discussion sur les modalités de valorisation des effacements aura dans tous les cas lieu dans le cadre de la préparation du futur paquet d'hiver.

Dans ce cadre, RTE souhaite que les travaux engagés sur l'harmonisation des processus d'équilibrage ne remettent pas en cause les acquis concernant la participation de la demande aux mécanismes de marché. Alors que la définition des produits standards d'ajustement va fortement restructurer le marché de l'ajustement, il est essentiel de poursuivre les objectifs d'une valorisation compétitive des gisements de flexibilité de consommation pour l'ensemble des secteurs résidentiel, tertiaire et industriel.

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 de consommation en leur proposant un cadre adapté tant du point de vue des enjeux concurrentiels que techniques.

5.2 LES ÉNERGIES RENOUVELABLES DOIVENT POUVOIR PARTICIPER AU MARCHÉ D'AJUSTEMENT

Malgré la place qu'elles occupent désormais dans le système électrique et l'absence de barrière réglementaire empêchant leur participation au marché d'ajustement, les énergies renouvelables, et notamment la production éolienne, participent peu ou pas à ce marché (à l'exception de l'hydraulique).

Pourtant, du point de vue économique, l'évaluation réalisée par RTE et ses partenaires dans le cadre du plan « réseaux électriques intelligents » de la Nouvelle France industrielle met en évidence le bénéfice économique ainsi que les impacts positifs sur l'environnement et l'emploi associés à la participation de la production éolienne à la réserve et à l'ajustement. Les énergies renouvelables, tout comme d'autres gisements de flexibilités, semblent donc pouvoir apporter une réponse pertinente aux besoins de flexibilité du système électrique, au côté des flexibilités « historiques ».

Par ailleurs, du point de vue réglementaire, un ensemble des dispositions récemment adoptées au niveau européen et national prévoit déjà une meilleure intégration dans les marchés de la production renouvelable :

- les lignes directrices pour les aides d'État dans le secteur de l'énergie et de l'environnement pour la période 2014 - 2020 (en vigueur depuis le 28 juin 2014) prévoient (i) que les mécanismes de soutien mis en place par les États membres prennent la forme d'une prime s'ajoutant au prix du marché auquel les producteurs vendent leur électricité sur le marché et (ii) que les bénéficiaires de ces aides soient soumis au dispositif de responsable d'équilibre ;
- l'article 104 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit un nouveau dispositif de soutien aux énergies renouvelables compatible avec ces lignes directrices, reposant sur un complément de rémunération. Avec ce nouveau régime et contrairement au régime d'obligation d'achat, les producteurs d'énergie renouvelable éligibles au dispositif deviennent responsables de la valorisation de l'énergie produite sur les marchés, sans passer par un acheteur obligé ;
- l'article 119 de la loi relative à la transition énergétique prévoit également la définition de plusieurs dispositions visant à faciliter l'intégration des énergies renouvelables dans les marchés ou dans le système électrique. Cette définition doit se faire par voie d'ordonnance et l'ensemble de ces dispositions ne sont pas encore connues. Elles vont néanmoins dans le sens d'une participation accrue des énergies renouvelables aux dispositifs permettant d'assurer l'équilibre du système électrique, et en particulier du dispositif de programmation dont il a été rappelé au chapitre 1 qu'il constituait tant le socle du dispositif actuel qu'un gage de son efficacité économique.

Dans ce contexte, et alors que les incitations économiques et réglementaires doivent conduire à une meilleure intégration des énergies renouvelables aux marchés de l'électricité, il est nécessaire de construire un marché « *fit for renewables* », c'est-à-dire d'adapter les règles de marché pour garantir que le marché soit « favorable » aux énergies renouvelables.

Dans ce contexte, les travaux réalisés pour favoriser la participation des effacements de consommation aux marchés, présentés dans le chapitre 3 du livre vert, peuvent servir de référence, en particulier s'agissant de la suppression des barrières techniques à la participation de flexibilités aux marchés.

Ces travaux devront 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.

En particulier, il conviendra :

- d'apporter des éléments économiques permettant d'éclairer les débats relatifs aux évolutions des règles au niveau européen comme au niveau national. Par exemple : la Commission européenne a indiqué qu'elle réfléchissait à réduire de manière significative la fenêtre opérationnelle des GRT afin de permettre aux énergies renouvelables de réaliser des actions d'équilibrage de leur périmètre au plus proche du temps réels ; les coûts et les gains associés à une telle proposition doivent être quantifiés avant de se traduire par des éventuelles modifications des règlements EB et CACM *(cf. chapitre 6)* ;
- de présenter le cadre français, notamment au regard de ce qui a été réalisé pour les effacements de consommation tant du point de vue concurrentiel que technique.

À l'instar de ce qui a été réalisé pour les effacements de consommation, les travaux à venir doivent permettre d'intégrer les énergies renouvelables aux marchés de l'électricité, et en particulier de définir un terrain de jeu adapté à leurs spécificités et leur permettant de participer réellement et activement à l'équilibrage du système électrique.

5.3 LES FLEXIBILITÉS RACCORDÉES AUX RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DOIVENT ÊTRE UTILISÉES DE MANIÈRE COORDONNÉE POUR DES BESOINS LOCAUX ET NATIONAUX

Les nouveaux gisements de flexibilités (flexibilités de consommation, production renouvelable) sont composés en grande partie de capacités raccordées aux réseaux publics de distribution.

Ces flexibilités peuvent avoir de la valeur pour le système électrique en répondant à différents besoins :
- contribuer à la gestion de l'équilibrage national par des offres d'ajustement à la hausse ou à la baisse ;
- résoudre les contraintes liées aux flux électriques sur les réseaux publics de distribution ;
- résoudre les contraintes liées aux flux électriques sur le réseau public de transport.

L'intégration rapide des énergies renouvelables dans le système électrique amène de plus en plus les gestionnaires de réseaux à adapter les schémas de renforcement du réseau en amont du raccordement des nouvelles installations de façon à optimiser les coûts associés. En contrepartie, les gestionnaires de réseau de transport et de distribution doivent pouvoir utiliser les flexibilités associées dans les situations tendues du point de vue de la gestion des flux sur le réseau électrique.

L'article 199 de la loi relative à la transition énergétique prévoit que les collectivités territoriales puissent proposer aux gestionnaires de réseau de distribution, à titre expérimental et en association avec les producteurs et consommateurs raccordés aux réseaux publics de distribution, des services de flexibilité locale, sans exclure une participation de ces flexibilités au marché d'ajustement.

Par ailleurs, les flexibilités raccordées aux réseaux publics de distribution ont de la valeur pour la gestion de l'équilibre offre-demande national ou pour la gestion des flux sur le réseau de transport. Cette valeur doit pouvoir être captée.

Ainsi, il existe un enjeu à la mise en place d'une utilisation coordonnée des flexibilités raccordées aux réseaux publics de distribution.

D'une part, il semble sain que toutes les flexibilités locales puissent (comme c'est le cas aujourd'hui pour la flexibilité des sites de consommation) participer à tous les mécanismes de marché visant la gestion de l'équilibre offre-demande national, la gestion des flux sur le réseau public de transport et la gestion des flux sur les réseaux publics de distribution. Toute segmentation conduirait inévitablement à une perte de valeur économique pour le système électrique.

D'autre part, les effets des sollicitations d'une flexibilité pour un besoin ou un autre doivent pouvoir être appréhendés de manière systémique. À titre d'exemple, une activation dans le cadre du marché d'ajustement pour l'équilibrage du système peut avoir un impact sur la gestion locale des flux sur le réseau de distribution, et réciproquement une activation pour un besoin local peut avoir des conséquences sur l'équilibrage national, notamment lorsqu'il va à l'encontre d'une offre d'ajustement déjà formulée par un acteur de marché et éventuellement retenue pour être activée.

Le futur marché d'ajustement devra ainsi permettre :
- à un acteur de marché de valoriser des capacités en réponse à différents besoins, les mêmes sites pouvant figurer dans des offres éventuellement formulées à des mailles différentes (offres à une maille locale pour les besoins des gestionnaires de réseaux de distribution, régionale pour la gestion des contraintes du réseau de transport, nationale pour l'équilibrage du système) ;
- aux gestionnaires de réseaux de maitriser les conséquences des sollicitations sur son périmètre, de gérer les conflits entre des activations associées à des finalités différentes.

Ces modalités de gestion coordonnée devront être mises en œuvre avec l'objectif d'optimiser la valeur

économique des flexibilités, tout répondant aux enjeux relatifs à la sûreté du système électrique.

La mise en place d'une gestion coordonnée des flexibilités raccordées aux réseaux publics de distribution constitue l'un des enjeux de l'évolution de l'ajustement. Le mode de coordination devra permettre d'optimiser la valeur économique des flexibilités et de répondre aux enjeux relatifs à la gestion du système électrique.

5.4 L'ÉQUILIBRAGE DOIT BÉNÉFICIER DES INNOVATIONS TECHNOLOGIQUES, NOTAMMENT DE CELLES PERMISES PAR LES NOUVELLES TECHNOLOGIES DE L'INFORMATION ET DE LA COMMUNICATION

Le marché d'ajustement repose aujourd'hui en grande partie sur une gestion manuelle du processus d'équilibrage.

Or, 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.

Différents enjeux sont associés au potentiel de ces nouvelles techniques.

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 et au plus proche du temps réel, en lien notamment avec les possibilités offertes par les compteurs communicants.**

   En effet, le dispositif de responsable d'équilibre repose aujourd'hui sur un système de profilage pour les petits consommateurs, lui-même adhérent à la structure historique des tarifs réglementés de vente (profils base, heures pleines / heures creuses, pointe mobile, tempo pour les consommateurs disposant d'une puissance souscrite inférieure à 36 kVA). L'arrivée des compteurs communicants permettra aux fournisseurs de développer des gammes d'offres d'une plus grande diversité et de valoriser l'aptitude des consommateurs à modifier leur profil de consommation ; ces nouvelles possibilités doivent être intégrées dans la reconstitution des flux de manière à raccourcir les échéances de finalisation du calcul des écarts (aujourd'hui il se termine deux ans après échéance), à évaluer le soutirage des responsables d'équilibre au plus proche de la réalité. Les nouvelles possibilités offertes aux fournisseurs de développer des offres spécifiques qui viendront se substituer aux offres tarifaires pourraient conduire à un raffinement du dispositif de profilage.

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.**

   Les acteurs de marché eux-mêmes proposent des solutions pour développer de nouveaux gisements de flexibilités disposant d'une meilleure rentabilité que les flexibilités actuelles. Or, le calendrier d'évolution des règles de marché imposé par la déclinaison du règlement EB risque d'empêcher en pratique toute évolution des règles s'il n'existe pas un cadre dédié pour faciliter l'examen de procédures innovantes en parallèle de ce processus de déclinaison. Il apparaît donc nécessaire de ménager aux acteurs le souhaitant des modalités spécifiques de concertation pour traiter certaines demandes à caractère technique de manière prioritaire.

L'équilibrage doit tirer profit des possibilités issues des nouvelles technologies de l'information et de la communication aussi bien par les services proposés par les gestionnaires de réseaux que par la faculté de répondre rapidement à de nouvelles demandes formulées par les acteurs de marché.

Conclusion

Le modèle d'équilibrage français est à l'aube d'un cycle crucial de réformes qui doit conduire à une évolution significative des processus afin de répondre à deux enjeux complémentaires : (i) la construction de l'Europe de l'électricité et (ii) l'accompagnement de la transition énergétique.

Le livre vert permet à l'ensemble des parties prenantes du système électrique français de disposer d'une vision partagée des enjeux et des opportunités associés à ces évolutions et d'identifier les enceintes permettant de traiter ces évolutions.

Ces travaux conduiront à un important programme de révision des règles de marché et entraîneront des changements techniques importants pour l'ensemble des acteurs du système électrique français.

Dans cette partie du livre vert, RTE s'est attaché à présenter spécifiquement les enjeux relatifs à l'émergence d'un marché d'ajustement européen et à l'intégration des nouvelles flexibilités et des nouvelles technologies au système électrique.

Pour autant, l'atteinte de ces deux objectifs doit se faire en conservant (i) le niveau de sûreté et (ii) la performance économique du modèle actuel afin de garantir une équation économique positive pour le consommateur français.

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, elles doivent 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.

Partie 3

Lignes directrices pour la cible

La déclinaison du 3e paquet énergie de la Commission européenne, les règlements européens qui vont en découler, et les objectifs affichés dans le cadre des premiers échanges sur le paquet d'hiver amènent à repenser l'architecture de marché des mécanismes court-terme du système électrique, en lien avec les réformes menées en France depuis 2012 suite à un important travail de régulation qui a permis d'accompagner le développement de nouvelles flexibilités en leur proposant des dispositions spécifiques adaptées à leurs caractéristiques.

Dans ce contexte, les lignes directrices proposées dans ce livre vert visent d'une part à proposer une déclinaison des règlements européens (déjà en vigueur ou en phase finale du processus d'adoption) de façon à permettre l'intégration européenne des marchés court-terme, et d'autre part à répondre aux enjeux de la transition énergétique et des objectifs qui y sont associés aussi bien au niveau européen, français ou territorial, en abordant notamment la question essentielle de l'intégration des énergies renouvelables dans les marchés court-terme.

Les analyses proposées s'inscrivent systématiquement (i) dans le respect des exigences relatives à la sûreté de fonctionnement du réseau électrique et de la politique définie par les pouvoirs publics, (ii) dans la volonté de maximiser le surplus collectif (développement d'une concurrence équitable, minimisation des distorsions de marché, possibilités d'européanisation, optimisation des signaux d'investissement, minimisation des surcoûts d'évolution par rapport aux modalités et pratiques actuelles), (iii) dans la recherche d'une transparence suffisante et enfin (iv) dans un souci de cohérence avec les objectifs de la transition énergétique. La gestion de l'équilibrage repose sur des principes fortement 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. Sur la période écoulée, le système français a montré son efficacité économique, et il est essentiel d'en préserver les fondamentaux qui ont permis d'attendre ce niveau de performance.

Les orientations proposées traitent notamment des questions suivantes (la liste n'étant pas exhaustive) :

- la clarification des rôles et responsabilités des différents acteurs participant à l'équilibrage du système électrique (responsables d'équilibre, fournisseurs de services d'ajustement, gestionnaires de réseau de transport), et notamment la question essentielle du séquencement entre le marchés infrajournaliers et l'équilibrage ;
- la déclinaison de la politique de sûreté nationale relative à l'équilibre offre-demande, en lien avec les processus d'équilibrage du système ;
- les liens entre la gestion de l'équilibre offre-demande et des contraintes liées au flux sur le réseau, notamment le mode de coordination entre les actions correctives sur l'équilibre offre-demande et les actions de redispatching pour la gestion des congestions, cette question pouvant concerner aussi bien les réseaux publics de transport que de distribution ;
- les incitations à renvoyer aux responsables d'équilibre pour limiter les actions à mener par le GRT sur des horizons très proches du temps-réel. Cette question amène à aborder des sujets aussi divers que le développement de la liquidité sur les marchés infrajournaliers, le niveau d'information des RE sur leurs écarts, les incitations financières véhiculées par le prix de règlement des écarts, les modalités de reconstitution des flux ;
- la transition vers des produits standards d'ajustement afin de permettre l'émergence d'un marché d'ajustement européen, avec la proposition d'aller vers un unique produit standard par processus (RR, mFRR, aFRR) ;
- le cheminement vers une meilleure intégration des énergies renouvelables dans les marchés court-terme que cela repose sur des évolutions législatives, réglementaires ou sur l'introduction de dispositions spécifiques dans les règles de marché.

Les éléments proposés à ce stade (ils reposent sur des documents réglementaires dont les contenus ne sont pas tous finalisés et pour lesquels les discussions se poursuivent à différents niveaux : européen, régional ou national) visent à structurer les débats tant sur la construction d'un marché d'ajustement européen que sur l'intégration de nouvelles flexibilités et de nouvelles technologies au système électrique ; ils feront l'objet d'orientations de la part de la Commission de régulation de l'énergie et seront complétés à l'hiver par des analyses quantitatives menées par RTE reposant sur des scénarios proposés en annexe.

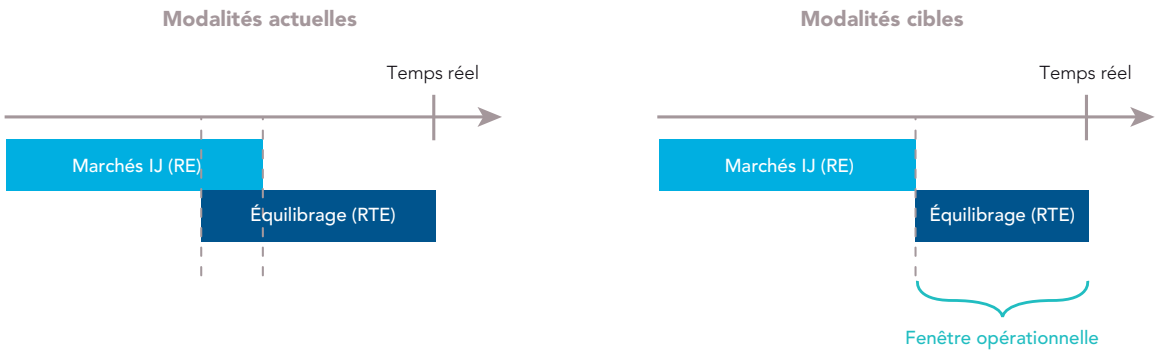
Chapitre 6
Articulation temporelle des marchés sur le court terme (durée de la fenêtre opérationnelle)

Le processus d'équilibrage français, décrit au chapitre 1, repose sur la combinaison d'une responsabilité financière pour les acteurs (au travers du dispositif de responsable d'équilibre) et d'une gestion centralisée de l'équilibre par le gestionnaire de réseau de transport (ci-après « 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 assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, même si en pratique, celles-ci sont pour l'essentiel réalisées dans les deux heures qui précèdent la livraison d'électricité.

Les orientations-cadres de l'ACER ainsi que le projet de règlement EB mettent l'accent sur la responsabilité des acteurs et reposent donc sur le principe du *self-dispatch*. Elles n'interdisent pas pour autant le principe d'une action centralisée à l'approche du temps réel, pourvu que la séquence entre les marchés infrajournaliers transfrontaliers et l'équilibrage soit clairement définie. Le projet de règlement EB requiert en effet une *absence de recouvrement* entre les actions du GRT pour l'équilibrage du système électrique et les actions effectuées en infrajournalier par les responsables d'équilibre (ci-après « RE ») pour pour l'équilibrage de leur périmètre[10]. Dès lors, l'action de RTE sera cantonnée – pour l'équilibrage du système électrique – au sein d'un espace temporel délimité, dénommé « fenêtre opérationnelle ». L'enjeu essentiel de déclinaison porte désormais sur la taille de cette fenêtre :

- proche des deux heures, elle ne conduit pas à un changement important par rapport aux pratiques actuelles ;
- restreinte à quelques minutes, elle rendrait impossible le maintien de l'approche centralisée et proactive décrite au chapitre 1, et nécessiterait une modification structurelle des méthodes d'exploitation du système électrique.

Figure 20 – Séparation entre les marchés infrajournaliers transfrontaliers et l'équilibrage



10. Article «*Balancing energy gate closure time*» du projet de règlement EB

6.1 LES ACTIONS DES RESPONSABLES D'ÉQUILIBRE ET DE RTE POUR L'ÉQUILIBRAGE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE SERONT SÉPARÉES DE FAÇON EXPLICITE

Le règlement EB définit un principe de séparation temporelle entre les marchés infrajournaliers transfrontaliers et l'équilibrage : sur une échéance donnée, les GRT ne peuvent engager des actions d'équilibrage du système qu'après la clôture des marchés infrajournaliers transfrontaliers. Au-delà de cette exigence de séparation, les règlements EB et CACM définissent une cadre plus précis relatif au séquencement entre la clôture des marchés, la programmation et l'équilibrage :

- [CACM] les marchés infrajournaliers transfrontaliers ne peuvent être clos pour une échéance donnée qu'au plus tôt 1 heure avant le début de la période considérée (par exemple, pour le créneau de 12h00 à 13h00, les nominations aux interconnexions doivent pouvoir être reçues jusqu'à 11h00) ;
- [EB] les acteurs de marché doivent pouvoir modifier leurs programmes et déclarer des transactions sur le marché local après la clôture des marchés infrajournaliers transfrontaliers. Sous réserve de respecter cette contrainte, les règles de marché locales définissent les échéances pour le dernier guichet de programmation et pour la clôture du marché local organisé ou de gré à gré ;
- [EB] le dernier guichet de mise à jour des offres d'ajustement est défini par processus (RR, mFRR, aFRR), et doit se situer après la fermeture du dernier guichet infrajournalier transfrontalier.

6.2 LES ACTIONS D'ÉQUILIBRAGE ENTREPRISES PAR LE GRT AURONT LIEU DANS UNE FENÊTRE TEMPORELLE STRICTE

Aujourd'hui, les nominations aux interconnexions et la programmation locale sont assujetties à un système de 24 guichets aux heures rondes et à un délai de neutralisation d'une heure : une information transmise par un acteur de marché est prise en compte par RTE au guichet horaire suivant et après une période de neutralisation d'une heure.

Figure 21 – Séquencement des guichets marché et équilibrage proposé par les règlements CACM et EB

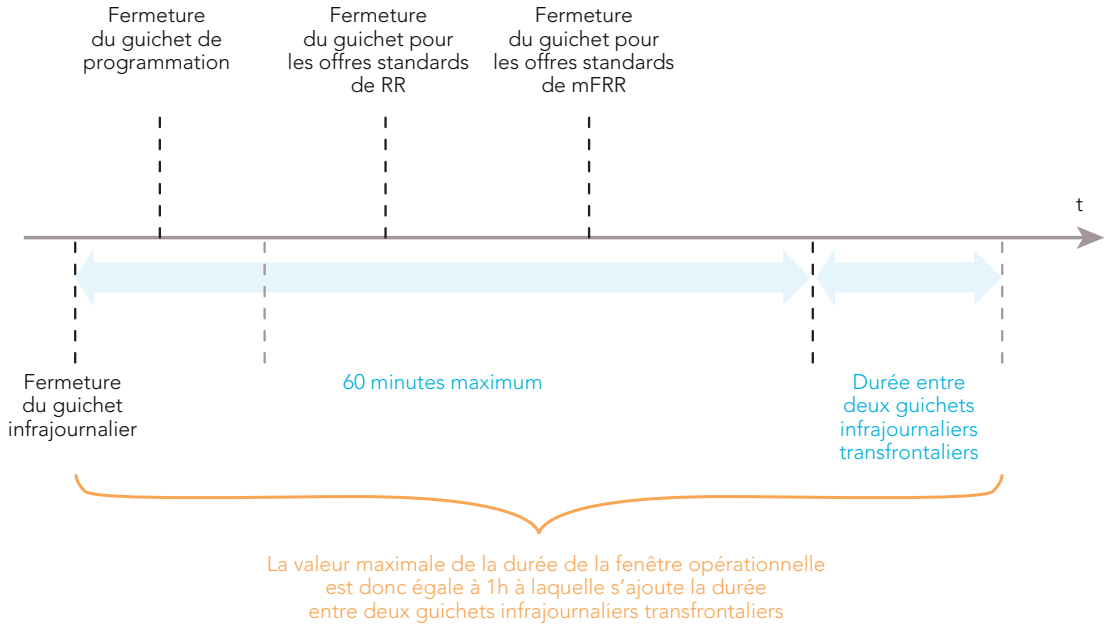
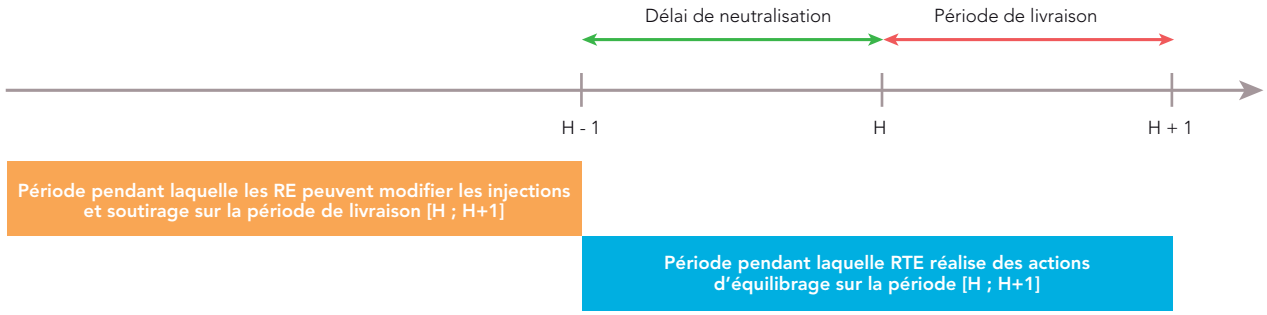


Figure 22 – Matérialisation de la fenêtre opérationnelle pour une heure donnée à l'entrée en vigueur du règlement EB



Ce système de guichets permet à RTE de disposer d'un état prévisionnel du système régulièrement mis à jour par les acteurs de marché et d'une fenêtre opérationnelle comprise entre 1 et 2 heures avant le temps réel pendant laquelle les actions volontaires des RE ne modifient plus les flux sur le réseau. Seul le marché local organisé ou de gré à gré dispose d'un délai de neutralisation plus réduit : les échanges entre RE avec livraison en France, s'ils ne sont pas associés à des modifications de programme, ne donnent pas lieu à des modifications des flux physiques sur le réseau et ne sont pas assujettis aux mêmes délais de neutralisation que les échanges transfrontaliers ou la programmation des sites physiques.

Ces différents paramètres de marché (nombre de guichets de nomination aux interconnexions, nombre de guichets de programmation, délai de neutralisation associé) sont compatibles avec les règlements CACM et EB : ils respectent le délai maximal d'une heure entre la fermeture des guichets de nomination aux interconnexions et le début de la période de livraison concernée, ainsi que le séquencement entre marchés, programmation et équilibrage défini par les règlements européens.

Aujourd'hui, seules 15% des actions réalisées par RTE pour des motifs d'équilibrage sont décidées en amont de la fenêtre opérationnelle, c'est-à-dire à plus de deux heures avant le temps réel. Le reste des actions d'équilibrage est déjà effectué au sein de cette fenêtre. Par ailleurs, la plupart des actions d'équilibrage d'une durée supérieure à deux heures (somme du délai de mobilisation de la capacité et de sa durée minimale d'activation) sont liées aux contraintes dynamiques de certains groupes de production, notamment les groupes nucléaires, qui à l'issue d'une variation doivent rester sur un même palier de fonctionnement pendant plusieurs heures. Ces groupes peuvent, durant les creux de consommation, constituer les seuls moyens disponibles à la baisse dans le cadre du marché d'ajustement ; ils sont donc sollicités par RTE pour l'équilibrage, en cas de besoin et en l'absence d'autres flexibilités disponibles à la baisse. RTE instruira cette question spécifique dans la perspective de l'entrée en vigueur du règlement EB.

Demain, plus aucune action d'équilibrage ne sera prise en amont de la fermeture du dernier guichet infrajournalier transfrontalier. RTE propose d'appliquer ce principe de séparation explicite dès l'entrée en vigueur du règlement EB. En revanche, pour des raisons opérationnelles, à cet horizon, RTE ne souhaite pas réinterroger le nombre de guichets ou le délai de neutralisation.

Dès l'entrée en vigueur du règlement EB et en application de celui-ci, RTE ne mènera plus d'actions d'équilibrage en amont de la fermeture du dernier guichet de nomination transfrontalier.

6.3 À LA CIBLE, LA FENÊTRE OPÉRATIONNELLE DE RTE POURRA ÊTRE RÉDUITE, MAIS DEVRA RESTER D'UNE DURÉE *A MINIMA* ÉGALE À 1 HEURE

Les enjeux relatifs à une éventuelle réduction de la fenêtre opérationnelle apparaissent multiples :

- d'un point de vue technique, les processus liés à la gestion de l'équilibre offre-demande et à la gestion

des flux sur le réseau devront reposer sur des mises à jour plus fréquentes de l'état du système, et être réalisés sur une durée plus courte. Une réduction de la fenêtre opérationnelle s'accompagne ainsi nécessairement d'une redéfinition lourde des processus opérationnels ;
- d'un point de vue de l'architecture de marché, une réduction de la fenêtre opérationnelle réduit les leviers à disposition du GRT pour la gestion de l'équilibre offre-demande et la gestion des flux sur le réseau.

Concernant l'équilibre offre-demande, la suite des travaux devra permettre d'identifier un optimum économique entre d'une part les possibilités pour les RE d'équilibrer leur périmètre, en fonction des informations dont ils disposent sur le déséquilibre futur de leur portefeuille et/ou du système électrique, et d'autre part les possibilités d'action dont dispose le GRT pour gérer les déséquilibres. Une réduction de la fenêtre opérationnelle laisse plus de temps aux RE pour gérer leur périmètre et l'opportunité d'intégrer de nouvelles informations, mais amenuise les options dont dispose le GRT pour gérer l'équilibrage du système, les moyens de dernier recours mobilisables à très brève échéance figurant également parmi les plus onéreux.

Concernant la gestion des flux sur le réseau, un raccourcissement de la fenêtre opérationnelle produirait le même type d'effets : afin de se couvrir contre d'éventuelles redéclarations pouvant générer des contraintes et pour lesquelles il ne disposerait plus de leviers après la dernière mise à jour des programmes, le GRT aura recours à l'imposition de davantage de limitations à caractère préventif, nécessaires pour respecter la sûreté du système électrique.

6.3.1 La durée de la fenêtre opérationnelle doit être suffisante pour permettre une gestion centralisée et proactive de l'équilibrage

Différentes situations, déterministes ou aléatoires, momentanées ou durables, peuvent mener à un déséquilibre sur le système électrique. Les déséquilibres peuvent par exemple être liés à des mauvaises anticipations de la part des RE, à la survenue d'aléas affectant la production ou la consommation, à des variations rapides de la production, de la consommation, à des imports/exports générant des déséquilibres instantanés alors que les RE sont équilibrés en énergie sur les intervalles de temps correspondant au pas de règlement des écarts.

La fixation de la durée optimale de la fenêtre opérationnelle repose sur la recherche d'un équilibre entre différents éléments.

D'une part, une fenêtre opérationnelle courte laisse davantage de liberté aux RE pour s'équilibrer. Ils peuvent ainsi bénéficier d'un accroissement d'information à l'approche du temps-réel pour équilibrer leur périmètre, notamment par des mises à jour de prévisions d'aléas climatiques, par l'intégration de nouvelles prévisions concernant les consommateurs, par la prise en compte des aléas fortuits affectant leur portefeuille. Ceci doit reposer sur un marché infrajournalier liquide permettant effectivement aux acteurs d'identifier rapidement des contreparties pour procéder aux échanges nécessaires.

D'autre part, une coordination purement décentralisée par les RE semble se heurter à des obstacles techniques et économiques réels :
- en réalité, les RE ne disposent pas, dans le cas le plus général, d'une information temps-réel sur l'équilibre de leur périmètre (selon les sites d'injection ou de soutirage concernés, les données de comptage peuvent être disponibles de quelques minutes à plusieurs semaines après le temps-réel), au contraire du GRT qui dispose d'une information temps-réel sur l'équilibre instantané du système, qui peut servir de référence pour établir une vision prévisionnelle précise du bouclage établie à un pas de temps très fin ;
- par ailleurs, les RE sont incités à s'équilibrer en énergie sur un pas de règlement des écarts qui n'est pas représentatif de la dynamique du système – qu'il demeure égal à 30 minute ou soit réduit à 15 minutes – : dès aujourd'hui, RTE procède couramment à des ajustements sur les programmes de production pour quelques minutes – *cf. infra* – qui ne peuvent être gérés que par lui ;
- enfin, il existe une interrogation réelle sur la faculté d'un système purement décentralisé à gérer l'équilibrage vu les constantes de temps associées, et donc sur la façon de coordonner les actions des RE de la manière la plus efficace en temps réel. D'un point de vue pratique, cette interrogation est corroborée par le fait que les GRT qui recourent à un équilibrage plus décentralisé ont également tendance à contractualiser un volume élevé de réserves automatiques.

Ce débat sur les mérites respectifs de la centralisation versus la décentralisation de la gestion de l'équilibrage n'est pas nouveau, et les discussions de ces dernières années n'ont d'ailleurs apporté aucun élément technique inédit permettant de le trancher dans un sens ou

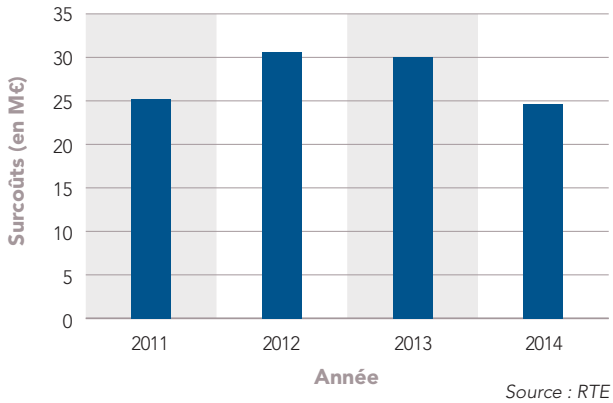
dans l'autre. Dans tous les cas, les débats actuels sur la taille de la fenêtre opérationnelle ne doivent pas masquer le fait que la nouvelle réglementation européenne conduit de fait à une fenêtre opérationnelle très courte.

À ce stade, RTE estime vraisemblable que les bénéfices retirés par les RE d'une fenêtre opérationnelle d'une durée inférieure à une heure ne permettraient pas de compenser les coûts additionnels engendrés par l'augmentation des volumes de réserve contractualisés par le GRT. La dynamique de variation de l'équilibre offre-demande conduit à des écarts compris entre 500 MW (tous les jours) et 3000 MW (dans les situations plus extrêmes) pendant un intervalle de temps de 5 minutes. Pour compenser ses variations et assurer la qualité du réglage de fréquence, RTE utilise aujourd'hui des offres d'ajustement manuelles, avec des activations d'une précision de l'ordre de la minute (et une traçabilité au pas 5 minutes partagée avec les fournisseurs de service d'ajustement). Même si, avec une fenêtre opérationnelle plus réduite, les RE disposent de possibilités d'actions plus proches du temps-réel, le volume d'écarts à compenser par le GRT restera potentiellement important compte tenu des informations, des leviers dont disposent les RE et des incitations à l'équilibre qu'il est possible de leur adresser.

Pour ces raisons, le principe d'une gestion centralisée et proactive de l'équilibre offre-demande semble théoriquement fondé et adapté en pratique aux enjeux actuels du système électrique. Ce type de gestion, décrit au chapitre 1, repose sur l'anticipation de tout ou partie du besoin d'équilibrage et sur la prise d'actions en amont du temps réel (par opposition à l'approche réactive qui consiste à résorber en temps réel les déséquilibres une fois que ceux-ci sont constatés). En résorbant une partie du déséquilibre prévisionnel en amont *via* des offres de RR ou de mFRR, le recours par RTE à des réserves contractualisées très flexibles est plus limité. Cette gestion de l'équilibrage a permis à la France de disposer, jusqu'à présent, d'un coût d'équilibrage rapporté à la consommation finale d'électricité parmi les plus faibles d'Europe *(cf. partie 1)*. Elle nécessite de conserver une fenêtre opérationnelle suffisante, d'une durée minimale d'une heure.

La contrepartie de l'approche proactive est qu'elle repose sur le principe d'une gestion en avenir incertain, et qu'elle peut donc conduire le GRT à réaliser des

Figure 23 – Évolution des surcoûts liés aux contre-ajustements



Source : RTE

actions qui peuvent s'avérer, *a posteriori*, contre-productives si un aléa anticipé ne s'est finalement pas produit.

Sur ce dernier point, les conséquences d'une prise de décision en avenir incertain se matérialisent par des surcoûts liés aux contre-ajustements. À titre de premier élément de quantification, les surcoûts totaux de contre-ajustements sont actuellement de l'ordre de 30 M€/an[11]. Il s'agit d'un majorant des coûts associés à une erreur de prévision, la valeur précédente combinant (i) les coûts liés à la nécessité d'équilibrer le système électrique au sein d'un pas de règlement des écarts, ce qui peut nécessiter des ajustements dans un sens sur la première partie du pas de règlement des écarts, puis des ajustements en sens inverse sur la seconde partie du pas de règlement des écarts et (ii) les actions liées à une erreur d'appréciation du GRT. Au sein du livre blanc, RTE fournira une quantification plus précise de la part qui peut être attribuée aux erreurs d'anticipation.

6.3.2 La durée de la fenêtre opérationnelle doit être suffisante pour permettre une gestion centralisée des flux sur le réseau

Le principe de gestion coordonnée de l'équilibre offre-demande et des flux repose sur une fenêtre opérationnelle d'une durée suffisante, pendant laquelle les acteurs de marché ne modifient plus les flux sur le réseau par des actions volontaires. Ce temps est utilisé pour actualiser les analyses prévisionnelles sur l'état du réseau électrique et le cas échéant engager des actions préventives. La nature de ces actions est détaillée au chapitre 8. Une telle gestion centralisée permet, à niveau de sûreté équivalent, de réduire les marges

11. Cela correspond à environ 200 MW de réserves secondaires contractualisées en plus, au prix régulé actuel.

d'exploitation nécessaires pour respecter les critères de sûreté (par imposition ou blocage préventif de groupes de production raccordés au réseau). Si le délai de neutralisation a été progressivement réduit depuis la création du mécanisme d'ajustement[12], RTE juge qu'un délai inférieur à une heure conduirait à augmenter significativement ces marges d'exploitation.

Une réduction trop importante de la durée de la fenêtre opérationnelle pourrait ainsi conduire, à court terme, à une augmentation significative des coûts liés aux congestions sur le réseau (aujourd'hui parmi les plus faibles d'Europe) et, à long terme, à un surdimensionnement de l'infrastructure du réseau de transport.

6.3.3 La fenêtre opérationnelle devra donc, *a minima,* être égale à 1 heure

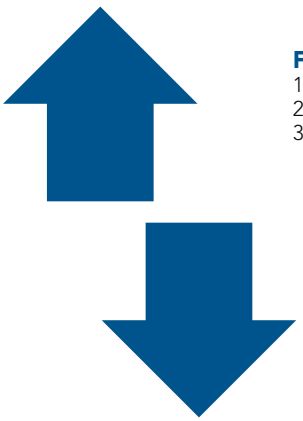
Les éléments exposés ci-dessus plaident pour le maintien d'une fenêtre opérationnelle *a minima* égale à 1 heure. Cette durée permet notamment de continuer à utiliser des produits de type RR pour l'équilibrage. Elle nécessite, en cohérence avec le règlement CACM, une clôture du dernier guichet infrajournalier transfrontalier au plus tard 1 heure avant le temps réel. Toute réduction supplémentaire du délai de neutralisation réduira *de facto* la taille de la fenêtre opérationnelle.

Concernant le nombre de guichets, RTE est en faveur d'un alignement progressif de la durée entre deux guichets sur celle d'un pas de règlement des écarts (i.e. 48 guichets pour un pas de règlement des écarts de 30 min et 96 guichets pour un pas de 15 min), ce qui conduira à une fenêtre opérationnelle d'une durée maximale de 1 h 30 (avec 48 guichets) ou 1 h 15 (avec 96 guichets).

Cette analyse qualitative devra être confirmée par une analyse économique quantitative établie en considérant différents scénarios associés notamment à des hypothèses de délai de neutralisation et de nombre de guichets.

À un horizon moyen-terme, RTE propose de maintenir un délai de neutralisation d'une heure et d'aligner le nombre de guichets sur le pas de temps choisi pour le règlement des écarts (48 guichets pour un pas de temps de 30 minutes et 96 guichets pour un pas de temps de 15 minutes) ce qui conduira à une fenêtre opérationnelle d'une durée maximale de 1 h 30 (avec 48 guichets) ou 1 h 15 (avec 96 guichets). De manière qualitative, toute réduction supplémentaire nécessitera de disposer de davantage 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.

Figure 24 – Avantages et inconvénients des différentes durées possibles pour la fenêtre opérationnelle



Fenêtre opérationnelle longue
1. Gestion des flux optimisée sur le réseau
2. Le GRT dispose de davantage de flexibilité pour équilibrer le système électrique
3. Les réserves contractualisées sont moins onéreuses
   (elles peuvent porter sur des capacités moins flexibles)

Fenêtre opérationnelle courte
1. Limitations à caractère préventif plus importantes pour la gestion des flux
2. Les RE disposent de davantage de temps pour équilibrer leur portefeuille
3. Nécessité que les RE soient en mesure d'équilibrer le système en amont
   de la fenêtre opérationnnelle (ou augmentation des réserves du GRT).

12. 3 heures en 2003 à la création du mécanisme d'ajustement, 1 heure actuellement.

6.4 PENDANT LA FENÊTRE OPÉRATIONNELLE, RTE S'APPUIERA SUR LES FOURNISSEURS DE SERVICES D'AJUSTEMENT POUR ÉQUILIBRER LE SYSTÈME

En amont de la fenêtre opérationnelle, les RE cherchent à s'équilibrer eux-mêmes, et RTE n'intervient pas pour des questions d'équilibrage ; au sein de la fenêtre opérationnelle, RTE équilibre le système et les RE n'interviennent plus. C'est la raison pour laquelle la réglementation en vigueur en France précise le rôle spécifique des acteurs d'ajustement en les distinguant formellement des RE. Le projet de règlement EB définit un rôle unique pour la mise à disposition et la valorisation de flexibilités (réserve ou énergie) auprès d'un GRT : le rôle de *balancing service provider* ou *fournisseurs de services d'ajustement* (sans que cette nomenclature ne renvoie à la discussion qui s'est tenue en France en 2012-2014 sur la nature des actions d'ajustement et leur assimilabilité à un achat d'énergie ou de services). À ce titre, RTE propose de remplacer les rôles existants (acteur d'ajustement et responsable de réserve) par une nomenclature unique (fournisseur de service d'ajustement). C'est cette appellation qui est utilisée par la suite.

Dans cette architecture, les fournisseurs de services d'ajustement jouent un rôle distinct de celui des RE. Si rien n'empêche un fournisseur de service d'ajustement et un RE d'être confondus, cela n'est pas une obligation, et le système en vigueur en France permet ainsi aux consommateurs d'agir sur le marché d'ajustement indépendamment de l'accord de leur RE : la distinction des deux rôles permet ainsi la mise en place du modèle de l'agrégateur indépendant.

Distincts des RE, les fournisseurs de services d'ajustement proposent des offres d'ajustement. La bonne réalisation des offres d'ajustement doit ainsi faire l'objet d'un contrôle systématique et d'incitations propres. De même, afin que les actions des fournisseurs de services d'ajustement dans la fenêtre opérationnelle n'entraînent pas de conséquences sur la comptabilisation des écarts des RE (jugés sur leur équilibrage avant action par le GRT), ces actions feront l'objet d'une comptabilisation spécifique visant à neutraliser les périmètres des RE. Ces principes sont décrits au chapitre 11.

Du côté des RE, l'entrée dans la fenêtre opérationnelle doit conduire à la fin des actions d'auto-équilibrage *(self-dispatch)* de manière à ne pas recouper les actions du GRT. Les règles MA-RE actuelles précisent déjà une telle interdiction pour toutes les installations fournissant des programmes d'appel (producteurs raccordés au RPT en premier lieu), mais devront être renforcées pour l'ensemble des installations de production et de consommation raccordées au réseau public d'électricité.

Pendant la fenêtre opérationnelle, les offres d'ajustement seront mobilisées auprès des fournisseurs de services d'ajustement (acteurs d'ajustement). Durant cette période, les RE ne doivent pas intervenir directement sur leur périmètre pour ne pas contrecarrer ces actions.

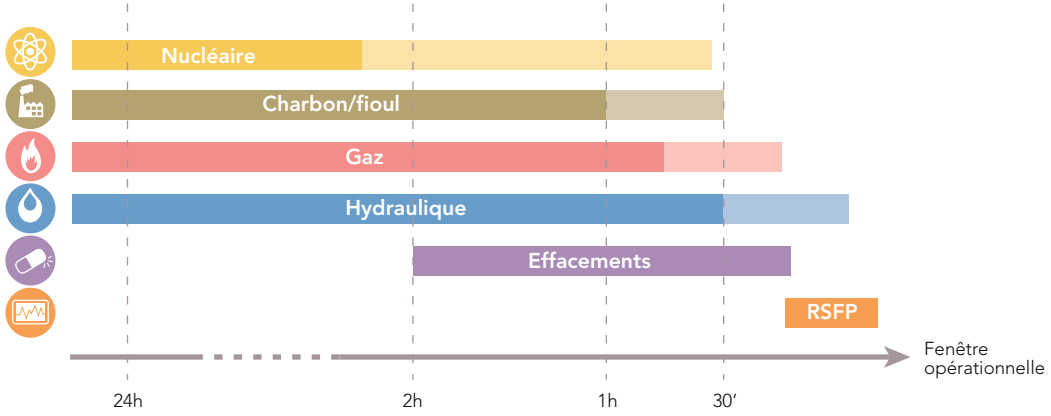
6.5 LA RÉDUCTION DE LA DURÉE DE LA FENÊTRE OPÉRATIONNELLE RÉDUIRA LA PARTICIPATION DE CERTAINES FILIÈRES AU MARCHÉ D'AJUSTEMENT

La déclinaison du règlement EB conduit à la définition de produits standards *(cf. chapitre 10)*. Ceux-ci devront être définis de telle sorte à être compatibles avec la durée de la fenêtre opérationnelle (la somme de leur délai de mobilisation et de leur durée minimale d'utilisation ne devra pas excéder la durée de la fenêtre opérationnelle).

La figure ci-dessous illustre les capacités actuelles des différentes filières, telles que constatées par RTE, à répondre au besoin d'équilibrage du marché d'ajustement. Elle montre que la réduction de la fenêtre opérationnelle entraînera des effets sur la faculté de certaines filières à participer à l'équilibrage du système électrique.

La réduction de la durée de la fenêtre opérationnelle engendrera ainsi soit un effet d'éviction de certaines capacités, accompagné d'un éventuel report vers le marché infrajournalier, soit la nécessité pour les capacités concernées de faire évoluer leurs caractéristiques techniques ou les processus opérationnels si elles souhaitent conserver l'accès au marché d'ajustement. Le maintien d'une fenêtre opérationnelle proche de 2 heures demeure compatible avec les préavis des groupes thermiques, de l'hydraulique et des

Figure 25 – Capacités techniques actuelles par filière vis à vis de la durée de la fenêtre opérationnelle



Couleur vive : moyen utilisable via un ajustement conventionnel
Couleur atténuée : moyen utilisable via un ajustement type anticipation/retard de démarrage ou arrêt

effacements. En revanche, une réduction importante de la fenêtre opérationnelle concentrerait de fait les actions d'ajustement sur les réserves automatiques ainsi que sur certaines réserves manuelles (groupes hydrauliques et certaines capacités d'effacement). Elle pourrait donc conduire à une recomposition importante du panel des capacités participant au marché d'ajustement français.

Les règlements EB et CACM posent les principes d'une séparation explicite des actions des RE et celles de RTE pour l'équilibrage du système électrique.

Cette séparation va limiter la fenêtre d'action du GRT, dénommée fenêtre opérationnelle, et pose donc la question de sa durée. Au sein de cette fenêtre opérationnelle, RTE s'appuiera uniquement sur les fournisseurs de services d'ajustement pour équilibrer le système. Même faible, la réduction de sa durée réduira la participation de certaines filières au marché d'ajustement.

Dès l'entrée en vigueur du règlement EB et en application du celui-ci, RTE limitera ses actions d'équilibrage dans une fenêtre opérationnelle comprise entre 1 h et 2 h avant le temps réel, de façon à séquencer le marché infrajournalier et l'équilibrage.

À moyen terme, RTE propose de maintenir, en cohérence avec le règlement CACM, un délai de neutralisation d'une heure et d'aligner le nombre de guichets sur le pas de temps choisi pour le règlement des écarts (48 guichets pour un pas de temps de 30 minutes et 96 guichets pour un pas de temps de 15 minutes). Cela conduira à une fenêtre opérationnelle d'une durée maximale de 1 h 30 (avec 48 guichets) ou 1 h 15 (avec 96 guichets).

Le maintien du délai de neutralisation d'une heure permet d'assurer une gestion conjointe, centralisée et proactive de l'équilibre du système et des flux sur le réseau.

De manière qualitative, toute réduction supplémentaire nécessiterait de disposer de davantage de réserves automatiques pour la gestion de l'équilibre offre-demande, d'augmenter les marges d'exploitation pour la gestion des flux sur le réseau en imposant plus de limitations à caractère préventif et de réinterroger la gestion conjointe, centralisée et proactive de l'équilibrage et des flux sur le réseau.

Chapitre 7
Modèle de gestion des marges et dimensionnement des réserves

7.1 LE MODÈLE « MARGES » ET LE DIMENSIONNEMENT DYNAMIQUE DES RÉSERVES DEMEURENT JUSTIFIÉS SUR LE PLAN TECHNIQUE ET ÉCONOMIQUE

Au titre de l'article L.321-10 du code de l'énergie, RTE est responsable d'assurer la sûreté de fonctionnement du système électrique. Pour ce faire, RTE s'appuie notamment, au cours de chaque journée, sur un dimensionnement dynamique des capacités requises pour l'équilibrage du système électrique. 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'insuffisance des marges au regard des critères de risque, des actions spécifiques de reconstitution des marges sont engagées dans le cadre du marché d'ajustement. Ce modèle permet de réduire le volume de réserves contractualisées par le GRT en amont du journalier et ainsi soustraites au marché J-1. Les éléments présentés en partie 1 suggèrent que ce modèle est efficace sur le plan économique dans la mesure où il permet de réduire le volume de réserves contractualisées et ainsi de minimiser les pertes d'opportunité sur les marchés.

Pour éclairer les réflexions sur les performances de ce modèle et ses possibles évolutions, RTE a confié au cabinet Microeconomix, mi-2015, la réalisation d'un diagnostic qualitatif sur le modèle de sûreté français. Ce diagnostic s'appuie notamment sur une comparaison du modèle de sûreté actuel à un modèle de sûreté alternatif dit « réserves » consistant, pour le GRT, à contractualiser en amont de l'échéance journalière la totalité des réserves nécessaires pour assurer l'équilibrage du système électrique. Ce rapport a fait l'objet d'une présentation aux acteurs de marché dans le cadre de la Commission accès aux marchés du CURTE le 6 novembre 2015. Il est mis à disposition des acteurs en même temps que le livre vert.

RTE propose, dans le présent chapitre, de partager des éléments d'éclairage technique sur les différences entre les deux modèles de sûreté susmentionnés, accompagnés des conclusions et pistes d'amélioration issues du diagnostic réalisé par le cabinet Microeconomix.

7.1.1 Rappel sur le modèle de sûreté « marges » mis en œuvre par RTE

On appelle *modèle de sûreté* l'ensemble des dispositions qui permettent au GRT d'exploiter le système en respectant les exigences qui lui sont fixées par les autorités et qui relèvent des choix publics en matière de sécurité d'alimentation électrique. Le modèle de sûreté nécessite la calibration de marges requises, c'est-à-dire de volumes de puissance mobilisables en des préavis définis qui permettent de faire face à différents aléas. Le dimensionnement des marges consiste à déterminer le bon niveau d'assurance en fonction de la probabilité des différents aléas.

Le modèle de sûreté mis en place en France vise au respect de ces marges requises au meilleur coût pour le consommateur. Pour cela, comme exposé au chapitre 1, il limite la contractualisation de réserves en amont de l'échéance journalière et tire profit des capacités effectivement disponibles sur le système électrique. Cette philosophie nécessite (i) un suivi continu des marges à échéance et (ii) la faculté de reconstitution des marges lorsqu'elles sont susceptibles d'être insuffisantes.

Le suivi des marges s'articule avec le processus de programmation. Dès réception, la veille pour le lendemain, des premiers programmes prévisionnels de production et des offres d'ajustement, RTE évalue les marges disponibles, et réactualise cette évaluation au fil de l'eau en fonction des redéclarations réalisées par

les producteurs. L'évaluation porte sur les différentes échéances temporelles en fonction des risques pouvant affecter l'équilibre offre-demande. Pour chaque échéance temporelle, toutes les flexibilités mobilisables dans le délai imparti sont comptabilisées, et toute dégradation possible entre la vision prévisionnelle à l'instant de calcul et l'échance considérée est envisagée (risque de fortuit de production, risque d'écart concernant la production fatale soumise aux conditions climatiques, risque d'écart de consommation). L'approche est probabiliste, le niveau de marges doit permettre de faire face à un quantile donné de scénarios.

Lorsqu'elle s'avère nécessaire, la reconstitution des marges s'effectue par l'activation d'offres d'ajustement manuelles dans le cadre du marché d'ajustement. Ces activations peuvent concerner des échéances plus lointaines que les activations visant à résorber les déséquilibres des RE, et donc des échéances au-delà de la fenêtre opérationnelle. La reconstitution des marges peut, par exemple, nécessiter le démarrage d'un groupe de production thermique supplémentaire, ce qui implique de solliciter le fournisseur de services d'ajustement concerné plusieurs heures avant le démarrage effectif du groupe.

Par opposition, le modèle « réserves » mis en œuvre dans d'autres pays implique que le GRT s'assure de disposer *systématiquement* d'un volume minimal de puissance activable dans la fenêtre opérationnelle. Ce volume est garanti par la contractualisation, en amont du temps réel, d'une disponibilité garantie auprès de fournisseurs de services d'ajustement. Par définition, ce volume n'évolue pas en fonction des conditions réelles d'exploitation puisqu'il est défini en amont de l'échéance journalière. Empiriquement, ce modèle se traduit par un niveau de contractualisation de réserves important : les volumes contractualisés doivent permettre de faire face à tous les aléas possibles.

Dans les deux modèles, la gestion de la sureté du système électrique est centralisée par le GRT, soit par un suivi fin des marges au fil de l'eau, soit par la détermination, en amont, du volume de réserves à contractualiser.

Les discussions préparatoires à la rédaction du règlement EB n'ont abordé que de manière superficielle la question des modèles de sûreté, et systématiquement sous l'angle de leurs impacts sur le marché. Dans le prolongement, le projet de règlement EB ne conduit pas à harmoniser les pratiques européennes autour de l'un ou l'autre de ces modèles. Il sera important que les travaux qui continueront dans le cadre de la mise en œuvre du règlement EB ou des travaux législatifs européens relevant de la « Market design initiative » permettent d'identifier ce sujet et de ne se contentent pas de le traiter « par les bords ». En l'état, il relève de la subsidiarité et des règles de marché françaises.

7.1.2 Éléments techniques de comparaison entre les modèles de sûreté

7.1.2.1 Comportement du modèle en fonction du déséquilibre des RE

Par définition, le modèle « marges » dispose d'un avantage technique sur le plan de la sûreté par rapport au modèle « réserves » : il est en mesure de garantir le respect des marges de sûreté indépendamment du comportement des RE, c'est-à-dire de l'état du système qui résulte de leurs actions tel qu'il peut être évalué à l'entrée de la fenêtre opérationnelle. Lorsque les RE prévoient des injections insuffisantes par rapport à la demande, RTE s'assure que les marges disponibles permettront de couvrir à la fois les déséquilibres et les aléas potentiels pouvant survenir sur le système électrique entre l'instant de réalisation de l'étude et le temps réel. RTE peut, si nécessaire, activer des offres d'ajustement manuelles pour reconstituer des marges. À l'inverse, lorsque les RE prévoient des injections trop élevées par rapport à la demande, RTE est autorisé à utiliser ce surplus en temps réel pour gérer d'éventuels aléas défavorables, ce qui limite le besoin en réserves.

Dans le modèle « réserves », au contraire, le dimensionnement des réserves est antérieur à la constatation par le GRT de l'état du système résultant de l'action des RE (tel qu'il peut être évalué à l'entrée de la fenêtre opérationnelle). Il intègre donc nécessairement des hypothèses sur le bouclage du système, or le GRT ne dispose plus de moyens d'action complémentaires si ces hypothèses ne sont pas vérifiées. L'impossibilité d'ajuster, au cours de la journée, les capacités requises par le GRT, peut alors conduire à un surdimensionnement important des réserves en amont de l'échéance journalière. Par ailleurs, cette dépendance à l'égard du système livré par les RE à l'entrée de la fenêtre opérationnelle peut également expliquer pourquoi certains pays imposent aux RE de présenter des périmètres équilibrés dès le J-1 (Allemagne) ou de constituer eux-mêmes leur propre réserve.

7.1.2.2 Comportement du modèle en fonction du niveau d'information sur le système électrique

La performance du modèle « marges » est dépendante du niveau de connaissance, par le GRT, des caractéristiques techniques des réserves disponibles sur le système électrique. En effet, dans ce modèle, le GRT prend des actions en fonction des capacités disponibles sur le système électrique. Le bon fonctionnement du modèle « marges » est donc étroitement lié à la qualité et à la finesse des informations transmises par les acteurs de marché à travers leurs *programmes prévisionnels de fonctionnement* (dénommés programmes d'appel) ainsi qu'à la *disponibilité* et *aux contraintes techniques* des moyens qu'ils exploitent (*via* l'obligation d'offrir le disponible). C'est sur cette base que le GRT peut réaliser une centralisation des réserves de façon performante.

La performance du modèle « réserves » n'est, au contraire, pas dépendante du niveau de connaissance par le GRT des capacités effectivement disponibles. En effet, le modèle « réserves » impose que les capacités à disposition du GRT pour l'équilibrage du système électrique soient contractualisées en amont du temps réel.

7.1.2.3 Comportement du modèle en fonction des échanges aux interconnexions

Dans la mise en œuvre du modèle « marges », il existe un risque d'erreur d'estimation de la marge disponible lorsque des variations de flux sur les interconnexions sont déclarées après l'échéance de l'étude de marge. D'une part les exportations effectuées par les RE en infrajournalier peuvent diminuer la marge disponible dans la fenêtre opérationnelle par rapport à la marge disponible calculée à échéance. D'autre part, les importations peuvent concurrencer des appels pour cause marge déjà effectués par le GRT.

Dans la mise en œuvre du modèle « réserves », au contraire, il n'existe pas de concurrence entre les appels effectués par le GRT et les échanges aux frontières effectués par les RE en infrajournalier : le GRT s'assure de la disponibilité des capacités pendant la fenêtre opérationnelle par contrat.

La prise en compte des échanges aux interconnexions dans le modèle de sûreté est ainsi à l'avantage du modèle « réserves ».

7.1.2.4 Comportement du modèle pour les capacités ayant un stock d'énergie limité

Les besoins en réserves sont variables au cours du temps (ils sont par exemple plus élevés lorsque la demande en électricité est importante). Certaines capacités, répondant aux besoins susmentionnés, présentent des contraintes de stock d'énergie, de telle sorte qu'elles ne peuvent être appelées que durant une durée spécifique par jour, semaine ou mois : il s'agit notamment des effacements de consommation et des groupes de production hydraulique.

Dans le modèle « marges » tel qu'actuellement mis en œuvre par RTE, la gestion du stock des capacités disponibles est pleinement centralisée et adaptée en temps réel aux besoins effectifs en marge. RTE comptabilise les offres d'ajustement à stock d'énergie limité en simulant leur utilisation pour les échéances les plus contraintes du point de vue de la sûreté du système électrique. Ces modalités de prise en compte permettent de capter pleinement la valeur capacitaire de ces flexibilités.

Dans le modèle « réserves », les capacités doivent, au contraire, pouvoir être activées en permanence par le GRT pendant la période de contractualisation. Par définition, les capacités ayant un stock d'énergie limité ne peuvent donc pas être contractualisées sur la totalité de la journée : les acteurs de marché doivent donc déterminer, ex ante, la période de contractualisation infrajournalière sur laquelle ils estiment tirer le plus de valeur de leur(s) capacité(s). Dès lors, la gestion du stock desdites capacités est décentralisée au niveau des acteurs de marché. Or l'expression du besoin d'équilibrage pour le système électrique reste centralisée par le GRT et ne semble pas susceptible d'être correctement internalisée pour les acteurs. Par conséquent, l'allocation optimale des capacités ayant un stock d'énergie limité sera difficile à atteindre. Ces modalités de prise en compte ne permettent donc pas de capter pleinement la valeur capacitaire de ces flexibilités.

La gestion des capacités ayant un stock d'énergie limité semble ainsi plus performante dans le modèle « marges ». Elle nécessite pour RTE d'avoir la possibilité – en cas de besoin – de rendre indisponibles les offres d'ajustement reposant sur des flexibilités dont l'activation est limitée par un stock d'énergie.

7.1.3 Les avantages du modèle de sûreté «marges» sont supérieurs à ses inconvénients pour le système électrique français

À la lumière des premières analyses économiques qualitatives menées par le cabinet Microeconomix, les avantages du modèle «marges» apparaissent, aux yeux de RTE, supérieurs à ses inconvénients pour le cas du système électrique français.

D'une part, le modèle «réserves» conduit à un surdimensionnement des réserves par le GRT. En effet, la définition du volume de réserves se fait très en amont du temps réel, à une échéance où les situations d'exploitation qui seront effectivement rencontrées en temps réel ne sont pas connues. Les volumes contractualisés par le GRT sont donc la plupart du temps surévalués par rapport aux besoins effectivement identifiés proche du temps réel.

D'autre part, le modèle «réserves» conduit à ce que chaque RE se constitue sa propre réserve afin d'être en mesure d'honorer, à tout instant, ses contrats de réserve avec le GRT et de garantir ainsi l'équilibre de son périmètre. À l'inverse, le modèle «marges», caractérisé par une comptabilisation centralisée des marges par le GRT, permet une forte mutualisation des risques et évite à chaque RE de se constituer sa propre réserve.

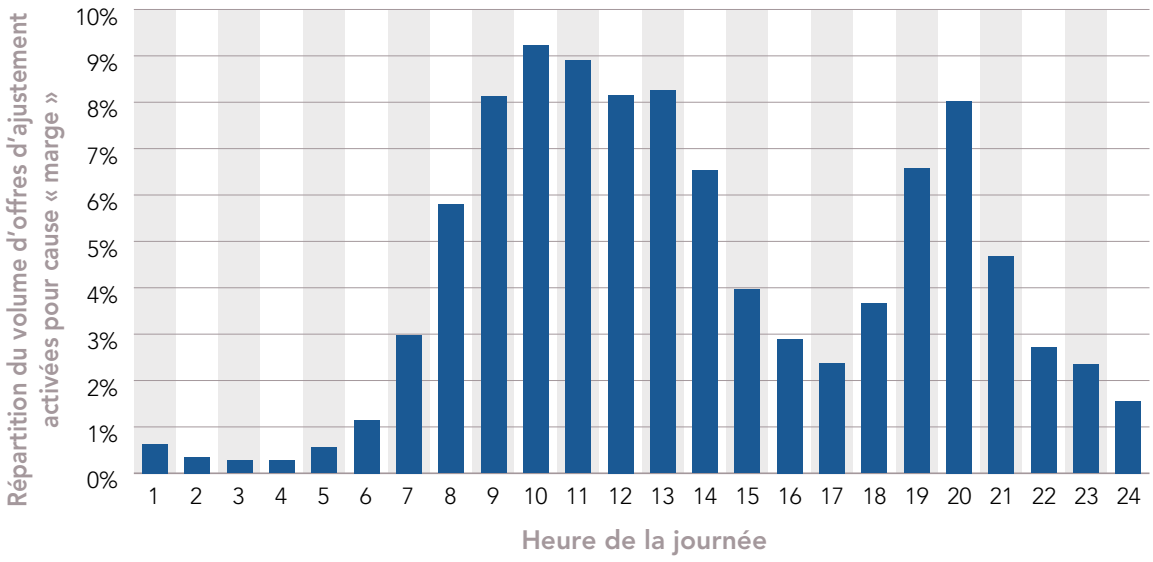
Le volume des capacités contractualisées pour l'équilibrage du système électrique est donc supérieur dans le cadre du modèle «réserves». Cela engendre des coûts pour le consommateur : premièrement, le coût d'équilibrage est plus élevé et, deuxièmement, davantage de capacités sont retirées des échéances de marché antérieures (marchés journalier et infrajournalier d'électricité). Ceci constitue un inconvénient réel du «modèle réserves».

7.1.4 Des pistes d'amélioration du modèle «marges» doivent faire l'objet d'une instruction en concertation avec les acteurs de marché

Dans son rapport, le cabinet Microeconomix a pointé deux faiblesses concernant le modèle de sûreté français :

- (i) les capacités très flexibles d'une part et les capacités peu flexibles d'autre part ne seraient pas traitées de manière identique : les actions de reconstitution des marges, prises en dehors de la fenêtre opérationnelle, concernent en effet majoritairement les capacités peu flexibles et conduisent donc à les rémunérer pour cela ;
- (ii) les coûts associés aux actions de reconstitution des marges ne seraient pas correctement renvoyés aux acteurs qui en sont à l'origine : ils sont actuellement renvoyés aux RE, de façon très diluée, à travers le prix de règlement des écarts (*via* le «coefficient k»). Ce renvoi pourrait être plus fin en prenant en compte, par exemple, le fait que les besoins de reconstitution des marges ne sont pas également répartis sur toutes les heures de la journée (ce qui pourrait passer par un coefficient k de valeurs différentes selon les heures de la journée).

Figure 26 – Répartition moyenne du volume d'offres d'ajustement activées pour cause «marge» au sein d'une journée (2010 à 2015)



S'agissant du premier de ces constats, une instruction est prévue en concertation avec les acteurs de marché.

S'agissant du second constat dressé par le cabinet Microeconomix, le sujet plus général de l'allocation des coûts liés au modèle « marges » a été identifié dans le cadre de la consultation menée par la CRE sur la structure des tarifs d'accès au réseau, il sera donc instruit en lien avec celle-ci.

À la lumière des premières analyses économiques qualitatives menées, les avantages du modèle « marges », reposant sur un suivi et une gestion dynamique des marges disponibles, apparaissent supérieurs à ses inconvénients pour le cas d'espèce du système électrique français, en comparaison au modèle « réserve ».

RTE propose donc de le maintenir tout en instruisant les deux recommandations formulées par le cabinet Microeconomix : (i) assurer la neutralité technologique du modèle de sûreté et (ii) renvoyer plus finement les coûts des actions de reconstitution des marges aux RE à l'origine du besoin.

7.2 LE DISPOSITIF DE PROGRAMMATION ET L'OBLIGATION D'OFFRIR LE DISPONIBLE CONSTITUENT DES ÉLÉMENTS PERTINENTS À LA CIBLE MAIS DOIVENT ÊTRE ADAPTÉS À L'ÉVOLUTION DU PARC DE FLEXIBILITÉS

7.2.1 Un dispositif de programmation renforcé

Un dispositif de programmation performant est indispensable au modèle de sûreté actuel. Il permet en effet (i) de suivre en continu les capacités à disposition de RTE pour l'équilibrage du système électrique, (ii) d'évaluer précisément à chaque pas de temps les besoins d'ajustement du système électrique français, et (iii) de garantir la gestion des flux sur le réseau électrique.

Pour autant, le dispositif de programmation est aujourd'hui décliné de manière partielle. Défini dans ses grandes lignes à une époque où l'essentiel des unités de production étaient raccordées au réseau public de transport, il a été complété d'une programmation volontaire pour les entités de production raccordées aux réseaux de distribution et participant à l'ajustement et de dispositions spécifiques pour l'effacement de consommation.

Ces restrictions sont de moins en moins adaptées à l'état réel du parc de production et aux possibilités de modulation de la demande. Pour dimensionner correctement les réserves, anticiper les besoins d'ajustement et réaliser les études prévisionnelles nécessaires au maintien des caractéristiques de coûts présentées à la fin de la partie 1 du livre vert, les circuits d'information doivent être revus selon le principe que toute l'information pertinente doit être connue du GRT, avec une finesse compatible avec les analyses de sûreté.

Pour maintenir une vision suffisamment fine des besoins du système, RTE prévoit :
- (i) d'étendre le dispositif de programmation ;
- (ii) d'affiner la précision de la programmation.

7.2.1.1 Vers l'extension du dispositif de programmation

Plusieurs évolutions législatives en cours portent sur le dispositif de programmation. Ces évolutions se déroulent à la fois au niveau européen (règlement « Electricity Transmission System Operation ») et national (ordonnance prise en application de l'article 119 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte).

Ces évolutions vont conduire à ce que davantage d'installations soient soumises à l'obligation de programmation. Cette extension concerne trois types d'opérateurs : (i) les sites de consommations raccordés au réseau public de transport et ayant la possibilité de prévoir leur fonctionnement, (ii) les installations de production raccordées à un réseau public de distribution et (iii) les fournisseurs d'électricité pour ce qui concerne l'activation de tarifications de type effacement.

L'extension du domaine de la programmation doit être réalisée de manière proportionnée. En concertation avec les parties prenantes, les règles pourront ainsi prévoir des seuils, des modalités d'agrégation, et des modes de transmission adaptés aux spécificités de ces nouvelles capacités agissant sur le système électrique.

Concernant les installations participant au marché d'ajustement, dans la continuité des dispositions existantes et en cohérence avec la réduction de la fenêtre d'action de RTE, un lien direct est nécessaire entre RTE et les producteurs (ou agrégateurs). Il implique :

- (i) une transmission directe des programmes/prévisions de production des producteurs (ou agrégateurs) à RTE permettant une prise en compte immédiate des mises à jour d'information et transmission éventuelle des offres d'ajustement standards aux plateformes européennes ;
- (ii) une transmission directe des ordres d'ajustement de RTE aux fournisseurs de services d'ajustement, comme c'est actuellement le cas.

Le principe de transmission directe des ordres d'ajustement existe aujourd'hui y compris pour les capacités raccordées aux réseaux de distribution. L'intermédiation d'une tierce partie dans l'activation des offres d'ajustement nuirait à l'efficacité du système : elle conduirait, *via* l'ajout d'un maillon, à (i) des délais supplémentaires de traitement et d'acheminement de l'information alors que l'évolution du système électrique (transition énergétique et évolutions réglementaires) nécessite d'accélérer le traitement de l'information, et (ii) une diminution de la fiabilité globale pour ces moyens (probabilité plus élevée d'une perte ou ralentissement de la transmission des informations).

Le besoin d'informer les gestionnaires des réseaux de distribution (ci-après « GRD ») concernés de l'activation des capacités qui y sont raccordées, voire le cas échéant de définir des règles de décision en cas de conflit d'usages, demeure. La transmission directe des ordres doit ainsi s'accompagner de la mise en place d'échanges opérationnels avec les GRD. Fin 2015 une première étape a été franchie avec la mise en place d'une transmission systématique par RTE aux GRD des activations d'offres d'ajustement concernant les capacités RPD, dès qu'un ordre a été transmis, c'est-à-dire avant la fourniture effective de puissance.

7.2.1.2 Vers une meilleure précision de la programmation

L'évolution du dispositif de programmation ne consiste pas seulement à ce que davantage d'unités programment, mais aussi à ce que celles qui programment le fasse de manière plus fine.

Dans le but d'améliorer la qualité de l'évaluation des besoins d'ajustement et dans le cadre de la mise en œuvre des produits standards, que pourront proposer les capacités programmables, RTE propose d'engager une concertation sur les propositions suivantes :

- affiner la précision de la programmation en diminuant le pas de programmation de 30 à 5 minutes, selon un calendrier à définir ;
- demander aux producteurs une mise à jour des programmes de marche dans les plus brefs délais après transmission par RTE d'ordres d'ajustement (quelques minutes). Cette obligation serait valable pour tout ordre d'ajustement relatif à une offre d'ajustement dite standard. RTE souhaite étendre cette obligation à la cible à tous les ordres d'ajustement, afin de renforcer la précision du dispositif (le programme de marche défini par le fournisseur de services d'ajustement pourra refléter plus finement le fonctionnement des machines en cohérence avec l'ordre d'ajustement).

Le maintien du dispositif de programmation est indispensable au maintien du modèle de sûreté « marges ». RTE prévoit d'étendre le dispositif de programmation à davantage d'actifs physiques et de réduire le pas de programmation de 30 à 5 minutes.

7.2.2 Un maintien nécessaire de l'obligation d'offrir le disponible

L'obligation d'offrir les capacités techniquement disponibles[13] est indispensable au fonctionnement du modèle de sûreté « marges ». Aujourd'hui, les acteurs de marché satisfont cette obligation par le biais des offres implicites.

Avec la mise en place des premières listes de préséance économique communes de produits standards, l'obligation d'offrir le disponible continuera de porter sur les offres implicites. Par ailleurs, dès lors que la faisabilité technique est avérée, la fourniture de produits standards sera rendue obligatoire pour les capacités de production raccordées au RPT. En effet, le recours prioritaire aux produits standards pour l'équilibrage du système électrique *(cf. chapitre 10)* nécessite que RTE puisse effectivement recourir aux listes de préséance économique communes : pour ce faire, il est nécessaire

13. Article L. 321-13 du Code de l'énergie

que les fournisseurs de services d'ajustement français déposent des offres d'ajustement standards.

Enfin, le périmètre des capacités concernées par l'obligation d'offrir le disponible n'a plus de raison d'être cantonné aux capacités raccordées au RPT. Ce périmètre a en effet été défini en 2003 à l'heure où l'ouverture du marché débutait et où le parc de production était très majoritairement constitué de centrales thermiques ou hydrauliques raccordées au RPT. Il n'est plus adapté à un contexte où le développement des énergies renouvelables se concentre en majorité sur les réseaux de distribution et où la consommation doit jouer un rôle plus important dans l'équilibrage du système. Par conséquent, ces capacités doivent désormais être intégrées au fonctionnement du modèle de sûreté. RTE souhaite ainsi étendre l'obligation d'offrir le disponible à davantage de capacités[14]. Le seuil de puissance pertinent pour cette obligation ainsi que les modalités de mise en œuvre seront naturellement à instruire en concertation avec l'ensemble des parties prenantes afin de respecter le principe de proportionnalité.

L'obligation d'offrir les capacités techniquement disponibles[15] est indispensable au maintien du modèle de sûreté « marges ». Elle devra demain concerner un nombre plus important de capacités.

14. Article « *Terms and conditions related to balancing* » du projet de règlement EB

15. Article L. 321-13 du Code de l'énergie

Chapitre 8
Coordination entre équilibre offre-demande et gestion des flux sur les réseaux

La gestion de flux sur le réseau de transport présente, sur un grand réseau maillé et fortement interconnecté avec ses voisins, plusieurs spécificités qui nécessitent à la fois des méthodes d'analyse poussées (gestion prévisionnelle) et le recours à des actions correctrices à proximité du temps réel pour adapter le plan de production ou de consommation aux capacités de transit sur l'infrastructure *(redispatching)*[16]. Les actions du GRT destinées à assurer la sûreté du réseau peuvent être segmentées en trois catégories :

- les actions proactives préventives visant à résoudre une contrainte identifiée *ex ante* ou à éviter de se retrouver dans une situation inacceptable vis-à-vis des règles d'exploitation du réseau. Dans ce cas, un délai est possible entre la décision et la mise en œuvre effective du levier ;
- les actions réactives curatives visant à reconstituer une situation garantissant la sûreté (robuste à la perte d'un ouvrage ou règle du « N-1 »). Dans ce cas, un effet immédiat de l'action entreprise sera recherché ;
- les actions réactives curatives d'urgence visant à corriger rapidement une situation de risque immédiat sur le bon fonctionnement du réseau (situation de type « surcharge » par exemple). Dans ce cas, des actions à effet immédiat et à déclenchement automatique seront privilégiées.

Ce mode de fonctionnement permet d'optimiser les investissements dans les infrastructures en évitant de les dimensionner pour pouvoir respecter toutes les configurations de production ou de consommation. Les règles de développement permettent cet arbitrage technico-économique.

Or, le premier principe, rappelé au chapitre 1, est celui d'un ensemble d'offres utilisé aussi bien pour la gestion des flux sur le réseau que pour l'équilibre offre-demande. Ainsi, chacune des actions listées ci-dessus peut notamment conduire à mobiliser les flexibilités offertes sur le marché d'ajustement.

Cette imbrication ne porte pas uniquement sur le type de capacité utilisé et sur la façon de les rassembler dans un carnet d'offres unique, mais également sur les modalités de décision du GRT. La stratégie d'équilibrage de RTE optimise conjointement la gestion de l'équilibre offre-demande et celle du réseau *(co-optimization)*. Ainsi, une action prise pour l'équilibre offre-demande 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 gestion requiert que l'impact sur les flux des offres soumises à RTE soit systématiquement analysé en amont de leur activation ; lorsque l'activation d'une offre est susceptible de générer des contraintes techniques sur le réseau, RTE peut ne pas la retenir même si celle-ci s'avère compétitive par rapport aux autres offres disponibles pour résoudre un déséquilibre.

L'utilisation des capacités de façon la plus large possible, sans les segmenter entre les différents besoins, reposant sur des flexibilités raccordées aux réseaux publics de transport ou de distribution, contribue aux bonnes performances économiques du modèle français. Elle permet d'assurer la sûreté du système avec un faible volume de réserves constitué à titre préventif, RTE disposant d'informations prévisionnelles fines sur l'état du système, d'une connaissance précise des conséquences sur le réseau des actions d'équilibrage (les capacités

16. Seuls les leviers de gestion des contraintes réseau reposant sur des variations des injections et soutirages de puissance active sont mentionnés ici. D'autres leviers existent, associés à d'autres grandeurs physiques du réseau, ils n'entrent pas dans le périmètre du marché d'ajustement et la question n'est donc pas abordée dans le cadre de ce document.

sont localisées), ainsi que de leviers disponibles jusqu'à une échéance proche du temps-réel en cas d'apparition d'une contrainte.

RTE considère nécessaire de maintenir cette gestion coordonnée, tout en l'adaptant aux évolutions du système électrique.

En premier lieu, le projet de règlement EB définit une cible reposant sur des offres explicites et des produits standards d'ajustement, avec un partage de ces produits dans des listes de préséance économique communes à plusieurs GRT, alors qu'aujourd'hui les offres portant sur des unités de production raccordées au réseau public de transport sont formulées par unité et de manière implicite. Le passage à des offres explicites partagées au niveau européen pour l'ensemble des capacités nécessite de redéfinir les modalités de prise en compte des conséquences sur le réseau des actions d'équilibrage.

En second lieu, il s'agit de prévoir l'articulation entre le marché d'ajustement et les mécanismes utilisés par les GRD pour les besoins liés à la gestion de flux sur les réseaux qu'ils exploitent.

L'intégration rapide des énergies renouvelables dans le système électrique, raccordées en majeure partie aux réseaux publics de distribution, nécessite de revoir les modes d'exploitation du réseau électrique et amène de plus en plus les gestionnaires de réseaux à adapter les schémas de renforcement du réseau en amont du raccordement des nouvelles installations de façon à optimiser les coûts associés. Le marché d'ajustement intègre aujourd'hui des capacités raccordées aux réseaux publics de distribution qui peuvent être sollicitées dans le cadre de l'équilibrage, mais également pour la gestion des contraintes du réseau public de transport. Dans ce cadre, les modalités d'interaction avec les gestionnaires de réseau de distribution ont déjà donné lieu à des aménagements.

Les flexibilités locales de production ou de consommation doivent effectivement être en mesure de répondre à l'ensemble des besoins du système électrique, pouvoir être utilisées par RTE ou les GRD de manière conjointe en fonction de leurs besoins respectifs et pour cela participer à tous les mécanismes de marché visant la gestion de l'équilibre offre-demande national, la gestion des flux sur le réseau public de transport et la gestion des flux sur les réseaux publics de distribution. Toute segmentation conduirait inévitablement à une perte de valeur économique pour le système électrique.

Par ailleurs, les effets des sollicitations d'une flexibilité pour un besoin ou un autre doivent pouvoir être appréhendés de manière systémique. À titre d'exemple, une activation dans le cadre du marché d'ajustement pour l'équilibrage du système peut avoir un impact sur la gestion locale des flux sur le réseau de distribution, et réciproquement une activation pour un besoin local peut avoir des conséquences sur l'équilibrage national, notamment lorsqu'il va à l'encontre d'une offre d'ajustement déjà formulée par un acteur de marché et éventuellement retenue pour être activée.

8.1 ARTICULATION ENTRE L'ÉQUILIBRAGE ET LA GESTION DES CONTRAINTES DU RÉSEAU DE TRANSPORT

La gestion coordonnée de l'équilibre offre-demande et du réseau durant la fenêtre opérationnelle nécessite que le GRT dispose de leviers d'action très fins sur le système, centrale par centrale (unit-based). C'est à cet effet que le processus de programmation, décrit au chapitre 6, est organisé à ce niveau de finesse et que les enjeux qui le concernent portent sur la description des capacités raccordées aux réseaux de distribution et aux capacités d'effacement. Pour autant, un important travail a été réalisé ces dernières années en France pour favoriser l'agrégation, et notamment pour permettre aux fournisseurs de services d'ajustement de pouvoir agréger dans leurs offres des capacités hétérogènes en ce qui concerne leur taille, leur localisation ou leur rattachement contractuel. Ces évolutions ont été rassemblées, dans le domaine de l'effacement de consommation, au sein du programme du « multi-tout » *(cf. chapitre 3)*, mais elles concernent également la production, notamment pour les capacités raccordées aux réseaux publics de distribution.

L'agrégation possède de bonnes propriétés en matière de gestion de l'équilibre offre-demande, mais elle peut être un handicap pour la gestion des flux sur le réseau. C'est la raison pour laquelle il est nécessaire de garantir que le GRT soit à la fois informé de la localisation des capacités contenues dans les agrégats (de manière à pouvoir évaluer l'impact de ces activations sur l'équilibre des flux) et qu'il dispose des moyens d'action pour gérer les éventuels cas de conflits.

L'articulation entre l'équilibrage du système électrique et la gestion des contraintes physiques du réseau de transport repose ainsi sur un ensemble de processus qui encadrent le fonctionnement du marché d'ajustement. Ces processus, détaillés dans les paragraphes qui suivent, sont organisés autour des différentes étapes du marché d'ajustement :

- la constitution des périmètres physiques supports des offres ; chaque offre sur le marché d'ajustement doit être associée à une liste de capacités physiques déclarée au préalable *(cf. chapitre 13)* ;
- la soumission des offres par les acteurs de marché ;
- le partage des offres standards au sein de listes de préséance économique commmunes (ci-après « CMOL – Common Merit Order List »), comme demandé par le projet de règlement EB *(cf. chapitre 10)* ;
- l'activation des offres après sélection par les plateformes de partage des offres.

8.1.1 Analyser la constitution des agrégats au plus tard en J-1

L'articulation fine entre la gestion de l'équilibrage et la gestion des contraintes techniques repose nécessairement sur une localisation précise des capacités d'ajustement. Cette localisation est un prérequis à l'analyse de l'impact des ajustements sur les flux réseau et à l'usage de ces capacités pour lever des contraintes réseau. Sa faisabilité est ainsi largement dépendante du mode de constitution des capacités (site par site, agrégat, portefeuille).

En lien avec la formulation des offres sous forme standard, RTE souhaite élargir les possibilités d'agrégation de sites, en l'étendant notamment aux sites de production raccordés au RPT (sans pour autant renoncer aux offres implicites site à site décrites au chapitre 1). Deux motifs peuvent conduire les acteurs de marchés à souhaiter constituer des agrégats de sites RPT pour formuler des offres d'ajustement :

- faire se succéder des capacités de dynamiques différentes pour réaliser un ajustement selon un enchaînement prédéfini et répondre ainsi aux exigences du produit standard ;
- réaliser des arbitrages à l'approche du temps réel quant à l'utilisation d'un ou plusieurs sites pour réaliser l'ajustement ou pallier, en temps réel, la défaillance d'un ou plusieurs sites par l'activation d'autres sites au sein de l'agrégat. Le partage des offres entre plusieurs GRT amènera à renforcer les exigences de fiabilité des offres ; un GRT soumettant une offre à une CMOL est tenu de livrer l'énergie lorsque celle-ci est sélectionnée pour répondre à un besoin exprimé par un GRT.

Dans le premier cas, l'enchaînement de capacités est connu à l'avance de l'acteur et peut être transmis à RTE pour ses analyses d'impact sur le réseau : une clé de répartition déclarative, éventuellement variable dans le temps afin de décrire une sollicitation séquentielle des capacités, peut fournir une indication de localisation dès la constitution de l'agrégat.

Dans le second cas, l'activation des sites dépendant de la situation en temps réel, il n'apparaît pas possible d'identifier les sites qui vont délivrer la puissance. Dans ce cas, RTE devra réaliser une étude « au pire cas » de l'activation des capacités.

Par ailleurs, RTE propose de rendre plus dynamique la constitution des agrégats de moyens physiques permettant de formuler des offres, c'est-à-dire les supports d'offres *(cf. chapitre 13)*. La fréquence de mise à jour des supports d'offres pourrait ainsi passer de mensuelle à journalière. Cette échéance journalière semble être un bon compromis puisque tout en accordant davantage de liberté aux fournisseurs de services d'ajustement, elle permet :

- de conduire des analyses de réseau nécessaires. En effet, en J-1, RTE peut procéder à une simulation de l'état prospectif du réseau en J et analyser plusieurs scénarios d'activation à partir de la constitution des agrégats et des capacités des moyens physiques (sans indication précise de localisation de la puissance au sein d'un agrégat, RTE serait contraint de réaliser des études au pire cas) ;
- d'anticiper des parades s'il est identifié que l'activation de l'agrégat est susceptible de générer une contrainte réseau ;
- d'informer les acteurs de l'éventuel risque de limitation. Si un agrégat constitué par un fournisseur de services d'ajustement est susceptible de générer des contraintes lors de son activation, RTE pourra recommander de redéfinir les supports d'offres en isolant les moyens physiques ayant un fort impact sur le réseau, afin de bénéficier des capacités ne générant pas de contrainte.

8.1.2 Disposer d'un ensemble d'offres permettant de répondre à tous les besoins court-terme du système électrique

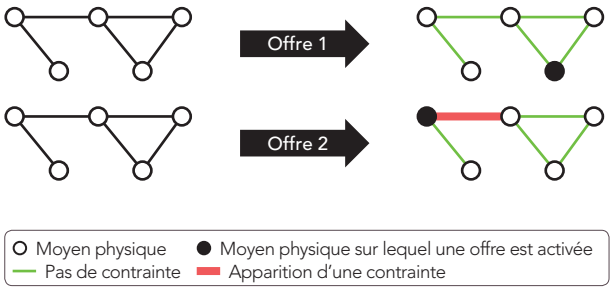
L'articulation fine entre la gestion de l'équilibrage et la gestion des contraintes techniques nécessite également pour le GRT de disposer d'un ensemble important d'offres permettant de répondre à tous les besoins. En d'autres termes, il s'agit d'éviter de segmenter les offres d'ajustement, qu'il s'agisse 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 pouvoir maintenir le même niveau d'offres pour chaque besoin, 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 et requiert que les offres soient localisées de manière suffisamment précise, permettent d'agir sur les lignes contraintes et ne regroupent pas des flexibilités pouvant avoir des impacts contraires sur les flux.

Ainsi, de nombreuses capacités de production ou d'effacement, indépendamment de leur réseau de raccordement 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.

8.1.3 Analyser ex-ante l'impact de l'activation d'une offre d'ajustement sur les flux et limiter l'activation des offres générant des contraintes

Après réception des offres, RTE devra bâtir une vision de la puissance délivrée à la maille de chaque poste HTB, soit sur la base de nouvelles informations transmises par les acteurs en J, soit sur la base des études réalisées en J-1.



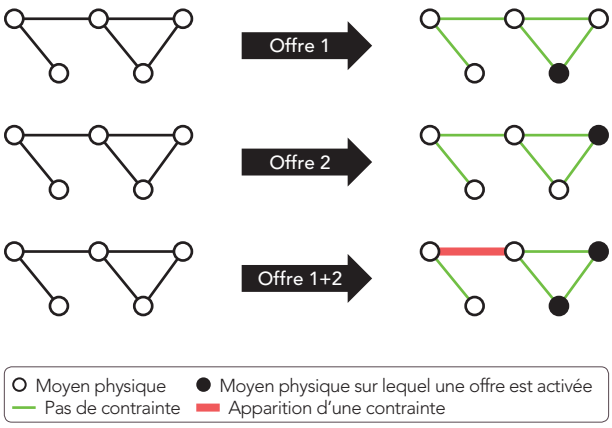
Lorsque cette analyse fait apparaître une éventuelle contrainte, deux traitements sont possibles selon le délai dont dispose RTE pour étudier les offres (défini par les processus de soumission à la CMOL) :

- RTE identifie et marque comme non partagées (*unshared*) les offres pouvant faire apparaître une contrainte au sein de la CMOL ;
- RTE n'identifie pas ces offres sur la CMOL. Si elles sont sélectionnées, RTE filtre l'activation et procède à un *redispatch* national. Cette option ne représente pas un optimum économique.

L'exclusion d'offres pour cause de congestion devra faire l'objet d'un régime financier à étudier.

8.1.4 Conduire une analyse de l'impact de l'activation simultanée de plusieurs offres d'ajustement et limiter leur activation

À ce jour, la puissance d'ajustement est généralement considérée comme marginale par rapport à l'état du système. De ce fait, l'impact de l'activation de chacune des capacités peut être analysé indépendamment des autres activations. Avec la mise en commun des offres d'ajustement à l'échelle européenne, l'approche marginale pourrait se révéler inadaptée : selon les conditions économiques de la zone, des volumes importants d'ajustement pourraient être sollicités dans une zone donnée pour répondre à des besoins européens. Ainsi, davantage de situations pourront se présenter dans lesquelles une contrainte apparaît si plusieurs offres sont activées simultanément dans une même zone restreinte de réseau :



Dès lors, plusieurs options peuvent être envisagées :

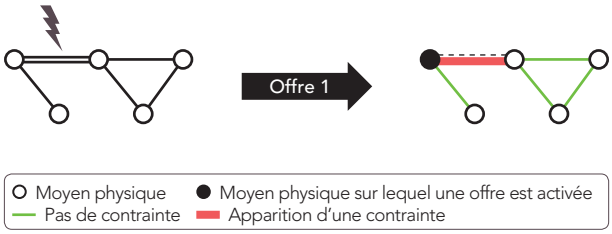
- RTE bloque l'ensemble des offres concernées. Si la somme des capacités de modulation des moyens physiques situés dans la zone excède la limite de transit, RTE limite l'activation des offres mobilisant ces moyens physiques ;
- en amont de la transmission des offres à la CMOL, sur la base de la liste de préséance économique des offres soumises par les acteurs opérant des capacités en France, RTE identifie et limite les offres les plus chères dont l'activation est susceptible de générer une contrainte (allouer la capacité disponible par ordre de préséance économique). Ces modalités impliquent une évolution des processus et des outils ;
- RTE ne limite pas les offres en amont de leur transmission à la CMOL. Une fois le résultat de l'interclassement connu, RTE procède au *redispatching* des

capacités en fonction des contraintes réseau identifiées. Cette option implique un traitement très rapide des retours de la CMOL et donc la construction, en amont, d'un modèle simplifié (vision des contraintes par « poche de réseau »). Sa faisabilité reste à instruire.

8.1.5 Parer à des aléas survenant à l'approche du temps réel et générant des contraintes suite à la sélection d'une offre d'ajustement par la CMOL

Entre la soumission d'une offre d'ajustement à la CMOL et son éventuelle activation, des aléas peuvent survenir (perte d'ouvrage, variations importantes d'injection/soutirage). Ces aléas remettent en question l'analyse conduite ex-ante et peuvent amener les offres d'ajustement à générer des contraintes non identifiées en amont.

Si l'offre 1 ci-dessus est sélectionnée par la CMOL et que, du fait de l'aléa, RTE anticipe que son activation générera une contrainte, l'ordre est bloqué par RTE et remplacé par l'activation d'une autre offre nationale.



Si l'ordre a déjà été transmis et que l'acteur a déjà amorcé son activation, RTE pourra solliciter une offre locale pour résorber la congestion anticipée (motif réseau) ou annuler l'ordre si cela est possible. Pour délivrer l'énergie d'équilibrage attendue à la maille France, RTE pourra activer une autre capacité à la maille nationale, renvoyer au réglage secondaire ou exprimer un besoin supplémentaire sur une CMOL à délai de mobilisation plus court.

8.1.6 Vérifier, après la transmission de l'ordre, l'absence de contrainte réseau liée à une activation

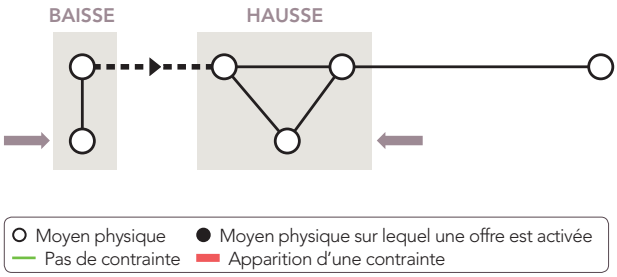
Une fois l'ordre envoyé, RTE doit mettre à jour les données d'entrée au calcul de réseau. Pour cela, les acteurs transmettent des programmes de marche mis à jour à RTE, avant l'instant d'activation.

Sur cette base, RTE procède à une nouvelle étude réseau pour s'assurer de l'absence de contraintes durant la période d'activation.

8.1.7 Informer les acteurs de marché de certaines contraintes réseau potentielles

Sur la base des études réseau, RTE peut identifier les moyens ayant un fort impact réseau situés dans des zones potentiellement contraintes. Afin de réduire le nombre de limitations préventives des offres, RTE pourra inviter les acteurs à isoler les moyens physiques susceptibles de générer des contraintes structurelles sur le réseau.

Par ailleurs, lorsque RTE constate des contraintes récurrentes/structurelles, il pourra communiquer auprès des acteurs sur ces contraintes afin de favoriser le développement de flexibilités là où elles sont nécessaires.



8.2 ARTICULATION ENTRE L'ÉQUILIBRAGE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE, LA GESTION DES CONTRAINTES DU RÉSEAU DE TRANSPORT ET LA GESTION DES CONTRAINTES DES RÉSEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION

Avec le développement de la flexibilité de la demande et l'intégration rapide des énergies renouvelables, les flexibilités raccordées aux réseaux publics de distribution représentent un gisement en croissance, leur utilisation pour les besoins du système électrique constitue un enjeu important, qui a été présenté au chapitre 5.

Il s'agit dans ce contexte de maintenir le principe d'une gestion coordonnée de l'équilibrage et des flux en utilisant l'ensemble le plus large possible de capacités et 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 :

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 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.

Ces travaux pourront également s'appuyer sur les résultats de certains démonstrateurs, comme par exemple le projet Smart Grid Vendée. Lancé en 2013 dans le cadre du programme Réseaux Electriques Intelligents financé par l'ADEME, celui-ci vise à tester les nouveaux concepts associés à une optimisation des réseaux publics de distribution et à montrer la pertinence et la viabilité de nouveaux modèles d'affaires en prenant en compte les aspects techniques, économiques et sociétaux. Ce projet comporte un volet consacré à la question de l'accès coordonné aux flexibilités par le GRT et les GRD.

Chapitre 9
Rôle, incitations et leviers des responsables d'équilibre

Malgré les éléments de centralisation exposés dans ce livre vert, le modèle d'équilibrage français repose aujourd'hui largement sur les responsables d'équilibre (ci-après « RE »).

Ce rôle sera encore renforcé avec la mise en œuvre des règlements CACM et EB, lesquels prévoient une réduction de la fenêtre opérationnelle pour le GRT ou encore une séparation explicite des actions des RE et de RTE pour l'équilibrage du système. Avec la mise en œuvre du règlement EB, les éventuelles interventions de RTE en dehors de la fenêtre opérationnelle concerneront uniquement la reconstitution des marges et la gestion des contraintes réseau, et c'est seulement pendant le court laps de temps que constitue la fenêtre opérationnelle que le GRT procèdera aux actions nécessaires pour garantir l'équilibre offre-demande.

Pour que les RE puissent jouer efficacement ce rôle, RTE estime nécessaire (i) de poursuivre les travaux visant le développement de la liquidité des marchés infrajournaliers, (ii) d'informer les RE de leurs écarts et de l'écart du système au plus proche du temps réel, (iii) de renforcer l'incitation financière à l'équilibre des RE, en cohérence avec les principes définis dans le règlement EB et (iv) d'encadrer le recours aux méthodes normatives pour le calcul des volumes d'écarts des RE. Ce chapitre est consacré à la description de chacune de ces mesures d'accompagnement.

9.1 LES RESPONSABLES D'ÉQUILIBRE DOIVENT AVOIR ACCÈS À UN MARCHÉ LIQUIDE DE FLEXIBILITÉS

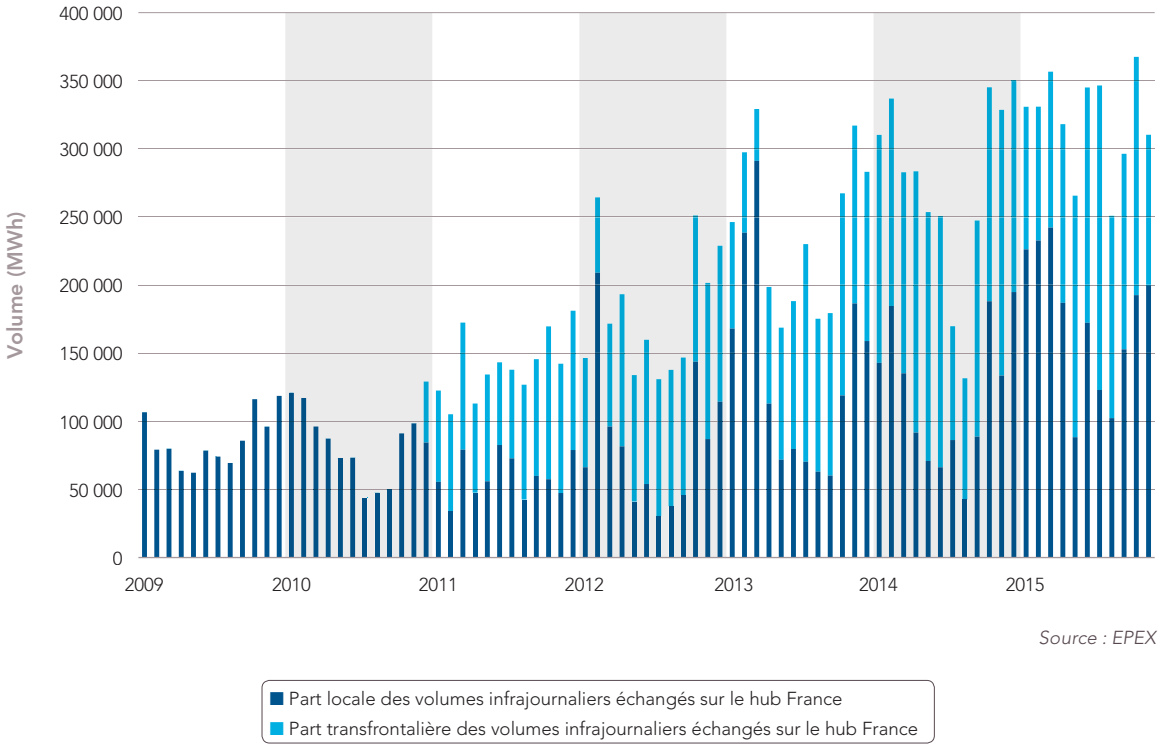
Pour que les RE puissent adapter finement leurs injections et leurs soutirages, et assurer leur responsabilité d'équilibre en amont de la fenêtre opérationnelle du GRT, ils doivent pouvoir s'appuyer sur un marché infrajournalier liquide et/ou un portefeuille d'actifs physiques fourni et flexible. En effet, un marché infrajournalier liquide et concurrentiel facilite les échanges et diminue les coûts de transaction. À ce titre, les initiatives qui visent à renforcer la liquidité du marché infrajournalier et en assurer le bon fonctionnement sont à encourager.

Aujourd'hui, les RE peuvent effectuer des transactions commerciales en continu à l'approche du temps réel, soit de gré à gré soit sur un marché organisé :

- le marché infrajournalier organisé démarre à 15 h tous les jours la veille du jour J et donne la possibilité aux RE, jusqu'à 30 minutes avant le temps réel, d'acheter et de vendre de l'électricité livrée en France. Il donne aussi accès, en fonction des capacités de transmission disponibles et jusqu'à 1 heure avant le temps réel (heure de fermeture du dernier guichet infrajournalier transfrontalier), à des offres provenant de pays voisins ;
- le marché infrajournalier de gré à gré démarre, quant à lui, après 16 h 30 tous les jours la veille du jour J. Les échanges nationaux réalisés de gré à gré doivent être notifiés à RTE par l'intermédiaire du service d'échanges de blocs et sont pris en compte par RTE à chaque guichet horaire précédent la livraison physique, sans délai de neutralisation.

Historiquement, le marché infrajournalier organisé français ne concentre pas de volumes de négociation importants par comparaison au marché infrajournalier organisé allemand. Plusieurs raisons peuvent être avancées pour expliquer cette situation : (i) moindre

Figure 27 – Évolution des volumes infrajournaliers échangés sur le hub France



Source : EPEX

production d'origine renouvelable variable nécessitant une modification des programmes de production entre l'échéance journalière et le temps réel en France qu'en Allemagne, (ii) plus faible nombre de guichets de re-déclaration en France qu'en Allemagne et (iii) peu de possibilités de nominer en infrajournalier sur certaines interconnexions françaises. À titre de comparaison, en 2015, 40 TWh ont été négociés sur le marché infrajournalier organisé allemand contre 4 TWh en France.

Pour autant, ces dernières années, le nombre de participants et les volumes échangés ont continuellement augmenté sur le marché infrajournalier français. En 2016, ce dernier compte une centaine de membres. Entre 2009 et 2015 les volumes ont été multipliés par quatre. Cette augmentation des volumes s'explique :

- d'une part par le développement des échanges transfrontaliers facilité par la mise en place d'une infrastructure de négociation et d'allocation de capacité performante. Comme le montre le graphique 27, une grande proportion des échanges sont réalisés avec des pays voisins ;
- d'autre part, par l'augmentation des échanges nationaux dans une logique de ré-optimisation des portefeuilles à l'approche du temps réel.

Cette dynamique globale va s'accentuer avec (i) l'augmentation de la production d'origine renouvelable variable et par conséquent des variations de production entre les échéances journalière et infrajournalière[17], (ii) l'évolution des mécanismes de soutien exposant d'avantage la production renouvelable aux prix de marché (identification des capacités sous obligation d'achat dans un périmètre dédié par l'acheteur obligé, valorisation directe de certaines capacités sur le marché dans le cadre du régime du complément de rémunération) en France et dans les pays voisins et (iii) le développement de la plateforme paneuropéenne de négociation en continu XBID.

Conscient de cet enjeu, RTE contribue activement à de nombreux projets permettant de faciliter les échanges transfrontaliers en infrajournalier :

- des évolutions ont déjà été apportées à l'accès de certaines interconnexions : réduction du délai de

17. Aujourd'hui, l'erreur d'estimation de la prévision de production renouvelable en J-1 est de l'ordre de 6 % – Source RTE – données IPES.

neutralisation et augmentation de la granularité des produits au pas demi-horaire sur les frontières allemande et suisse, mise en place d'une plateforme d'échanges explicites à la frontière belge ;

- contribution aux travaux visant à définir et mettre en œuvre une méthodologie coordonnée de calcul, en infrajournalier, des capacités d'interconnexion à l'échelle régionale, conformément aux dispositions du code CACM ;
- participation, *via* le projet XBID, à la mise en place d'une plateforme européenne d'échanges d'énergie en infrajournalier, accessible aux acteurs de marché au travers d'une allocation implicite continue de la capacité de transport transfrontalière. Cette plateforme permettra une centralisation des capacités et une mutualisation des carnets d'ordre des bourses. Les avantages associés par la Commission européenne à cette organisation sont la liquidité du marché au plus près du temps réel et le plein exercice de la concurrence entre acteurs.

Ces efforts, visant la mise en place d'échanges d'énergie continus sur l'ensemble des frontières françaises, peuvent s'accompagner de dispositions complémentaires visant à donner aux acteurs des signaux clairs en termes de prix de l'énergie et de prix de la capacité d'interconnexion. Ainsi, des enchères implicites en infrajournalier peuvent constituer un bon complément à la négociation en continu en garantissant :

- l'émergence d'un signal prix reflétant (et rémunérant) la rareté éventuelle de la capacité d'interconnexion en amont de la fenêtre opérationnelle ;
- la prise en compte de produits plus complexes donnant la possibilité aux acteurs de représenter plus finement les contraintes associées à leurs ressources ;
- la prise en compte de contraintes de réseau de type *flow-based*.

De manière générale, RTE entend contribuer à la réflexion concernant la formation du prix sur les marchés infrajournaliers, et participera à toute initiative en ce sens, en lien avec les bourses d'électricité et les parties prenantes.

Les RE doivent disposer de leviers de flexibilité pour équilibrer leur périmètre notamment grâce à un marché infrajournalier liquide et concurrentiel au niveau européen. À ce titre, l'ensemble des initiatives visant à renforcer la liquidité du marché infrajournalier et en assurer le bon fonctionnement sont à encourager. 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.

9.2 LES RESPONSABLES D'ÉQUILIBRE DOIVENT ÊTRE SUFFISAMMENT INFORMÉS DE L'ÉTAT RÉEL DE LEUR PÉRIMÈTRE ET DE CELUI DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

Afin de donner aux RE les moyens de tirer profit de l'ensemble des capacités à leur disposition pour équilibrer leur portefeuille et de coordonner leurs actions pour diminuer les écarts du système électrique en amont de la fenêtre opérationnelle, il est nécessaire d'augmenter la quantité d'informations aujourd'hui à leur disposition.

Ces informations portent à la fois sur *l'état global du système* (afin que les actions de tous puissent être coordonnées de manière efficace) et sur *l'état prévisionnel du périmètre de chaque acteur* (afin que chacun puisse s'équilibrer au mieux).

Dans ce cadre, RTE a engagé une refonte de son système de comptage et de mise à disposition des données associées afin de fournir des informations au plus proche du temps-réel.

Par ailleurs, RTE a annoncé la publication, dans le cadre des règles MA-RE v8, de nombreux indicateurs relatifs

à l'équilibrage du système électrique proche du temps réel. À partir du 1er janvier 2017, cinq minutes après la fin d'un pas de règlement des écarts, les données relatives au pas en question (déséquilibre global du système, volumes d'énergie d'ajustement sollicités par catégorie, prix des offres appelées et prix de règlement des écarts) seront publiées afin que les acteurs de marché puissent intégrer au plus vite ces informations.

En outre, RTE envisage de publier auprès de chaque RE, à l'issue de chaque pas de règlement des écarts :

- l'impact des ordres d'ajustement et des énergies de réglage primaire et secondaire sur son périmètre d'équilibre ;
- le bilan de ses échanges déclaratifs sur le marché (bourses, échanges de gré à gré, ARENH, pertes, imports/exports).

Ces informations devraient contribuer à donner une meilleure vision à chaque RE de son équilibre. Il s'agit là d'un élément clé pour que les actions décentralisées des RE restent cohérentes.

Au-delà de ces éléments, il conviendra d'étudier, en collaboration avec les gestionnaires de réseaux de distribution et les acteurs de marché, l'opportunité (i) de réduire l'échéance de publication de l'écart à chaque RE, fixée aujourd'hui au jeudi de la semaine S+3 pour la semaine S, et (ii) de publier l'ensemble des données de comptage RPD et RPT le plus tôt possible.

Afin de favoriser l'équilibrage du périmètre des RE, ces derniers sont invités à lister les informations dont ils souhaiteraient disposer, afin que la pertinence et la faisabilité de nouvelles publications puissent être étudiées.

9.3 LE PRIX DE RÈGLEMENT DES ÉCARTS DOIT INCITER LES RESPONSABLES D'ÉQUILIBRE À PRENDRE DES ACTIONS PERTINENTES EN AMONT DE LA FENÊTRE OPÉRATIONNELLE DU GRT

L'incitation financière à l'équilibre est véhiculée par le prix de règlement des écarts. Dans un marché décentralisé, les modalités d'élaboration de ce prix revêtent une importance cruciale : c'est en effet par rapport aux anticipations de ce prix « temps réel » que doit se former toute la séquence des prix de marché, du spot (marchés infrajournalier et journalier) aux produits de couverture portant sur des échéances plus longues (hebdomadaire, mensuelle, annuelle, voire au-delà). Comme le rappellent les conclusions du forum de Florence de mars 2016, la Commission européenne accorde ainsi aujourd'hui une attention particulière à ces modalités, et notamment aux valeurs atteignables pour ce prix de règlement des écarts durant les situations de tension du système.

Trois éléments relatifs à la formation du prix de règlement des écarts sont discutés ci-dessous : la matrice de prix de règlement des écarts (« single price » ou « dual price »), la présence d'un markup dans le prix de règlement des écarts, ainsi que le mode de calcul du prix de règlement des écarts (prix moyen pondéré ou prix marginal).

9.3.1 Un prix de règlement des écarts indexé sur un prix unique permet de renvoyer une incitation à l'équilibre du périmètre du responsable d'équilibre et du système électrique

Aujourd'hui le prix de règlement des écarts est fixé :

- au prix de référence du marché J-1 pour les RE dont le signe de l'écart permet de résorber le déséquilibre du système électrique (i.e. : RE en écart négatif lorsque la tendance est à la baisse et RE en écart positif lorsque la tendance est à la hausse) ;
- au prix moyen pondéré des ajustements (avec, selon la tendance, un seuil ou un cap égal au prix de marché J-1) pour les RE dont le signe de l'écart aggrave le déséquilibre du système électrique (i.e. : RE en écart positif lorsque la tendance est à la baisse et RE en écart négatif lorsque la tendance est à la hausse).

Ce système de prix de règlement des écarts dit « dual price » incite les RE à équilibrer leur périmètre d'équilibre

sans tenir compte de l'état prévisionnel du système électrique. Ce fonctionnement s'est avéré performant jusqu'ici dans la mesure où (i) les prix de marché évoluaient peu entre le J-1 et l'infrajournalier et (ii) RTE pouvait mener des actions d'équilibrage en anticipation et avant la fermeture des derniers guichets infrajournaliers transfrontaliers.

Dans ses recommandations du 20 juillet 2015 sur le projet de règlement EB[18], l'ACER propose la mise en place d'un prix unique de référence pour le règlement des écarts négatifs et positifs dénommé « single price ».

À la suite des travaux réalisés en concertation avec les parties prenantes au sein du groupe de travail « évolution des règles » de la CAM, et dans la perspective d'une mise en œuvre prochaine du règlement EB, RTE a proposé en 2015 de décliner cette recommandation au sein des règles MA-RE v8. Cette proposition a été approuvée par la CRE dans sa délibération du 10 mars 2016 et sera déclinée à partir du 1er janvier 2017.

À partir du 1er janvier 2017, le prix de règlement des écarts sera ainsi basé sur un unique prix de référence et permettra d'inciter les RE à mener des actions visant à équilibrer leur périmètre en amont du temps réel, en tenant compte du possible état futur du système électrique. Cette évolution fera d'autant plus sens (i) avec la réduction de la durée de la fenêtre opérationnelle du GRT décrite au chapitre 6 et (ii) avec l'augmentation de la production d'origine renouvelable variable et par conséquent des variations de prix de marchés importantes entre le J-1 et l'infrajournalier.

Le passage au « single price » n'est qu'une première étape dans la révision des modalités d'élaboration du prix de règlement des écarts. Le projet de règlement EB prévoit en effet que ce sujet fera l'objet d'une harmonisation européenne au plus tard trois ans après son entrée en vigueur.

9.3.2 L'équilibre financier du gestionnaire de réseau de transport vis-à-vis de l'équilibrage nécessite un traitement spécifique

Les règles actuelles, telles que mises en œuvre à compter du 1er janvier 2017, maintiennent l'existence d'un *markup* (le coefficient *k*) dans le calcul du prix de règlement des écarts. Si le prix de règlement des écarts vise à compenser les coûts d'équilibrage et à les affecter aux RE à l'origine des déséquilibres, le coefficient *k* est utilisé pour maintenir l'équilibre financier annuel du compte ajustements-écarts. RTE considère qu'il est pertinent de le maintenir à la cible.

En premier lieu, certaines charges d'équilibrage peuvent difficilement être affectées aux écarts constatés sur un pas de temps donné. C'est le cas, par exemple, des coûts des contre-ajustements ou les gains liés à la mise en place du solde des déséquilibres. Leur intégration au prix de règlement des écarts selon une méthode spécifique (coefficient k par exemple) permet de conserver un financement par les RE en déséquilibre, ce que RTE estime comme justifié pour plusieurs raisons :

- les contre-ajustements ne peuvent pas être évités, quelle que soit la durée du pas de règlement des écarts, et sont liés au déséquilibre du système électrique. Ils peuvent résulter d'une mauvaise anticipation de l'écart du système, d'écarts en sens inverse sur un même pas de temps qui amènent RTE à activer des offres dans les deux sens, ou encore d'un choix optimal de combinaison d'offres en sens contraire. Ils génèrent un déséquilibre entre les produits et les charges liés à l'équilibrage, pour lequel un débouclage annuel semble plus pertinent qu'une gestion par pas de temps ;
- la mise en place d'une gestion coordonnée du solde des déséquilibres entre différents GRT (« Imbalance Netting ») génère des bénéfices, calculés *a posteriori* et non en temps réel, pouvant être redistribués aux RE en écarts, sans pour autant être affectés à un pas de temps en particulier.

Ensuite, même si, par construction, les flux financiers liés à l'équilibrage et aux écarts se compensent, il peut subsister un solde résiduel non nul qui peut être débouclé annuellement *via* un dispositif spécifique, comme le coefficient k. Si celui-ci n'était pas maintenu, un autre moyen devra être mis en place pour assurer la neutralité financière du GRT vis-à-vis des coûts d'équilibrage comme demandé par le projet de règlement EB.

Enfin, les offres proposées et activées sur le marché d'ajustement peuvent être issues de capacités contractualisées (services système, réserves rapide et complémentaire, appel d'offres effacement, appels pour cause marge). Par définition, ces capacités contractualisées ne sont pas disponibles sur le marché infrajournalier (puisque réservées par le GRT). Or elles contribuent à une diminution du prix de règlement des écarts, par

18. Article «*Targets for imbalance settlement*» du projet de règlement EB

accroissement de la liquidité sur le marché d'ajustement, du fait de la contractualisation effectuée en amont. Le prix de règlement des écarts est d'autant plus faible que le volume de capacités contractualisées par le GRT est important. Dès lors, le seul prix variable des offres d'ajustement ne permet pas d'assurer la continuité avec le marché infrajournalier et ne représente pas le coût effectif des actions d'équilibrage : il est donc nécessaire de conserver une part capacité dans le prix de règlement des écarts.

Le projet de règlement EB exclut, dans sa rédaction actuelle, la possibilité de couvrir tout ou partie des coûts de constitution des réserves directement à travers le prix de règlement des écarts[19].

Il autorise cependant la construction d'un mécanisme de recouvrement distinct par les RE (reposant sur leurs écarts ou toute autre composante).

RTE propose donc d'adapter les modalités de fonctionnement actuelles du coefficient « k » pour (i) le rendre conforme à la version définitive du projet de règlement EB et (ii) renvoyer des incitations plus précises.

Le sujet a été identifié et sera traité par la CRE dans le cadre de la consultation sur la structure des tarifs d'accès au réseau.

9.3.3 Le prix de règlement des écarts doit être indexé sur le coût effectif de l'équilibrage en temps réel

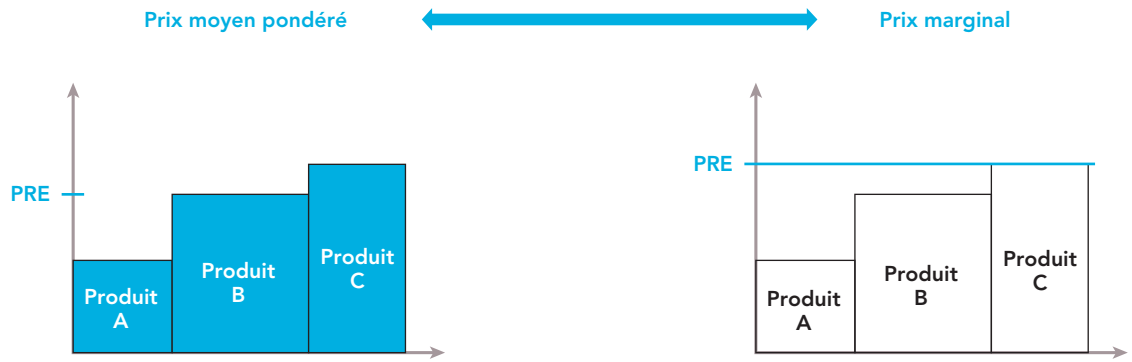
Deux grandes méthodes d'élaboration du prix de règlement des écarts sont fréquemment utilisées en Europe: le prix moyen pondéré (exemple : en France) ou le prix marginal (exemple : en Belgique[20]) des offres d'ajustement activées sur un pas de temps.

Le projet de règlement EB précise que le prix de règlement des écarts doit au moins être égal au prix moyen pondéré des offres d'ajustement auxquelles le GRT a eu recours pour équilibrer le système électrique[21].

En cohérence avec le projet de règlement EB, les produits standards d'ajustement seront rémunérés au prix marginal *(cf. chapitre 11)*. Pour le prix de règlement des écarts, l'orientation retenue par RTE consiste à privilégier un prix moyen pondéré non borné (ni « cap », ni « floor ») des actions d'équilibrage.

Ce choix est fait en cohérence avec la volonté de RTE, sur une unité de temps de marché donnée, de ne pas rémunérer l'ensemble des produits d'ajustement à un prix marginal unique *(cf. chapitre 11)*. En effet, RTE estime que des caractéristiques intrinsèques différentes pour chaque produit d'ajustement justifient une rémunération différente.

Figure 28 – Comparaison entre deux modalités d'établissement du prix de règlement des écarts



19. Article « *General settlement principles* » du projet de règlement EB
20. Les tarifs pour le maintien et la restauration de l'équilibre résiduel des responsables d'accès individuels 2016-2019 : http://www.elia.be/fr/produits-et-services/equilibre/tarifs-de-desequilibre#anchor1
21. Article « *Imbalance price* » du projet de règlement EB

La mise en place d'un prix marginal pour le règlement des écarts en maintenant une rémunération de chaque produit d'ajustement à un prix différent conduirait à une rente pour le GRT qui, redistribuée *via* le prix de règlement des écarts ou un mécanisme spécifique, risquerait de diluer les incitations à l'équilibrage.

Les RE doivent être individuellement incités à prendre des actions pertinentes pour l'équilibre du système en amont de la fenêtre opérationnelle du GRT, en équilibrant leur portefeuille, ou en compensant volontairement le déséquilibre des autres RE. Cela conduit à modifier les méthodes d'élaboration du prix de règlement des écarts. Au-delà du passage au single price à partir du 1er janvier 2017, RTE propose (i) le maintien d'un coefficient k au sein de la matrice de prix de règlement des écarts afin d'assurer la neutralité financière du GRT vis-à-vis de l'équilibrage, et (ii) le calcul du prix de règlement des écarts sur la base d'un prix moyen pondéré non borné (ni « cap », ni « floor ») des offres d'ajustement. Ces différents éléments donneront lieu à des échanges spécifiques au niveau européen, le règlement EB prévoyant une harmonisation de ces principes.

9.4 LE PAS DE RÈGLEMENT DES ÉCARTS DÉFINIT LA PRÉCISION À LAQUELLE LES RESPONSABLES D'ÉQUILIBRE S'ÉQUILIBRENT

Le pas de règlement des écarts définit la précision à laquelle les RE sont financièrement incités à équilibrer leur périmètre en énergie. Il existe aujourd'hui plusieurs pas de règlement des écarts en Europe : 15, 30 et 60 minutes.

Une précédente version du projet de règlement EB[22] proposait un pas de règlement des écarts de 15 minutes en 2019 sauf si une analyse coûts-bénéfices menée par l'ENTSO-E aboutissait à une conclusion différente. ENTSO-E a, dès lors, mandaté le cabinet Frontier Economics, pour réaliser l'étude économique sur l'harmonisation du pas de règlement des écarts à l'échelle européenne. Les différents scénarios étudiés par le cabinet Frontier Economics ont été construits autour de trois valeurs de référence pour le pas de règlement des écarts :

- un pas maximal de 30 minutes, conformément à la limite haute imposée par l'ACER dans ses lignes directrices[23], avec, pour les pays utilisant un pas de 60 minutes, soit une transition obligatoire vers 15 minutes soit une transition obligatoire vers 15 ou 30 minutes en fonction de la situation des pays voisins ;
- un pas de 15 minutes applicable à l'ensemble des pays ;
- un pas de 5 minutes applicable également à l'ensemble des pays, afin de déterminer si les bénéfices tirés de l'harmonisation du pas de règlement des écarts continuent à croître avec la diminution de la durée du pas de règlement des écarts.

La dernière version du projet de règlement EB impose, pour la zone synchrone d'Europe continentale, le passage à un pas de règlement des écarts de 15 minutes au plus tard six ans après l'entrée en vigueur du règlement EB, et ce malgré les résultats de l'étude du cabinet Frontier Economics.

Quoi qu'il en soit, une modification du pas de règlement des écarts induira des coûts certains en France et pourrait dans le même temps générer des bénéfices.

Les coûts sont davantage induits par le changement du pas de règlement des écarts que par la valeur exacte

22. Note de bas de page de l'Article « *Targets for imbalance settlement* »

23. http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Framework_Guidelines/Framework%20Guidelines/Framework%20Guidelines%20on%20Electricity%20Balancing.pdf

de ce changement. En France, le pas de règlement des écarts étant déjà à 30 minutes, RTE estime que le passage à un pas de 15 ou 5 minutes générera des coûts importants, notamment au niveau de la chaine de comptage et du système d'information, mais relativement indépendants de la valeur choisie.

Les bénéfices peuvent notamment résulter de deux composantes. D'une part, la modification du pas de règlement des écarts pourrait générer des gains directs pour les acteurs du fait d'un marché infrajournalier harmonisé plus liquide. D'autre part, cette modification du pas de règlement des écarts, pourrait générer des gains indirects sur le coût de l'équilibrage liés à un équilibrage des RE sur un pas de temps plus fin et donc à des volumes d'écart plus faibles à compenser par le GRT (report du marché d'ajustement vers le marché infrajournalier) lorsque les RE sont capables de réaliser l'équilibre de leur périmètre avec cette précision. Cela pourrait notamment être le cas pour le suivi de profils déterministes de puissance comme certaines reprises tarifaires ou montées/baisses de consommation du matin/soir. Ce gain se concrétisera uniquement si les acteurs de marché sont en mesure d'améliorer la performance de leurs prévisions de production et de consommation et de prendre des décisions plus efficaces que celles prises actuellement par RTE.

Les résultats définitifs de l'analyse coûts-bénéfices réalisée par le cabinet Frontier Economics ont été dévoilés le 29 avril 2016[24] venant ainsi clore un processus ouvert au mois de novembre 2015. Au cours de ce processus, l'ensemble des parties prenantes (GRT et acteurs de marchés européens) ont été consultés. Les conclusions de l'étude présentée par le cabinet Frontier Economics ne permettent pas de justifier le passage à un pas de règlement des écarts de 15 minutes pour tous les pays européens. Seul le passage à un pas de règlement des écarts de 5 minutes dans tous les pays européens peut être exclu. Le choix entre les autres options est plus délicat et l'analyse coûts-bénéfices confère un léger avantage à la configuration au sein de laquelle les pays ayant un pas de règlement des écarts de 60 minutes passent à 15 ou 30 minutes en fonction de la taille de leur plus grand voisin. Cette incertitude est reflétée dans les conclusions frileuses de l'analyse coûts-bénéfices : « le bénéfice des différentes configurations est soit faiblement positif soit largement négatif ».

Selon RTE, ces conclusions peu enthousiastes sur l'intérêt d'une modification du pas de règlement des écarts sont d'ailleurs déjà trop optimistes pour la France, dans la mesure où la méthode employée surestime les bénéfices escomptés en considérant une réaction parfaite et instantanée des acteurs de marché.

La réduction du pas de règlement des écarts de 30 minutes à 15 minutes en France est donc de nature à générer des coûts significatifs pour les gestionnaires de réseau et pour les acteurs de marché, sans que les bénéfices associés ne permettent de les compenser. L'analyse technique conduit donc à privilégier 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.

En cas d'évolution du pas de règlement des écarts, la date de la mise en œuvre de cette modification devra être définie en cohérence avec les dispositions du règlement EB. RTE proposera de mener, avec les différents acteurs de marché, une analyse permettant de déterminer la date optimale pour effectuer la transition. Les premiers échanges semblent orienter vers une transition en 2022, échéance au plus tard permise par le projet de règlement EB.

La réduction du pas de règlement des écarts de 30 minutes à 15 minutes en France générera des coûts significatifs pour les gestionnaires de réseau et acteurs de marché. Ces coûts pourraient être supérieurs aux bénéfices anticipés pour le cas d'espèce de la France.
Si ce scénario est retenu à l'échelle européenne, RTE sera amené à proposer une mise en œuvre calée sur l'échéance la plus tardive permise par le règlement EB.

24. https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-implementation/cba-imbalance-settlement-period/Pages/default.aspx

9.5 L'UTILISATION DE PROFILS NORMATIFS EST UN FACTEUR DÉTERMINANT DANS L'ÉQUILIBRAGE DES RESPONSABLES D'ÉQUILIBRE : LEUR UTILISATION DOIT ÊTRE ADAPTÉE

La réflexion européenne sur l'équilibrage repose sur l'idée que les RE, incités par l'intermédiaire d'un prix de règlement des écarts plus pertinent établi sur un pas de temps plus court, pourront équilibrer parfaitement leurs injections et leurs soutirages, laissant uniquement au GRT de très faibles déviations à gérer en temps réel. Ce raisonnement s'appuie sur l'hypothèse, rarement explicitée, que les injections et les soutirages des RE font bien l'objet de mesures systématiques, et que les RE en ont effectivement connaissance quand ils gèrent leur périmètre.

Or cette hypothèse est erronée : une partie importante de la consommation (52 % de la consommation nationale est à ce jour établie par une approche normative), ne fait pas l'objet de mesures systématiques, et celles-ci sont généralement connues longtemps après le temps réel. Ces éléments concernent naturellement et en premier lieu les RE actifs sur le « bas de portefeuille » ; et dès lors la réalité de l'équilibrage pour ces RE repose largement sur des éléments normatifs.

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. Aujourd'hui, les consommations estimées à partir des profils normatifs sont corrigées d'en moyenne 1 500 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 l'échéance, donne lieu à une nouvelle correction valorisée au prix spot et non au prix de règlement des écarts.

L'évolution de ces éléments normatifs et l'utilisation de données mesurées font partie intégrante des travaux à mener pour la déclinaison du règlement EB. Si le déploiement des compteurs communicants permettra de lever l'essentiel des barrières techniques à l'utilisation des courbes de charge, plusieurs cibles sont envisageables concernant la façon dont ces données seront en pratique exploitées dans le cadre de l'équilibrage.

9.5.1 Les modalités actuelles de prise en compte des injections et des soutirages dans l'évaluation de l'équilibre des périmètres de RE

Plusieurs modalités de prise en compte des productions et consommations physiques dans le calcul des écarts des RE coexistent aujourd'hui :

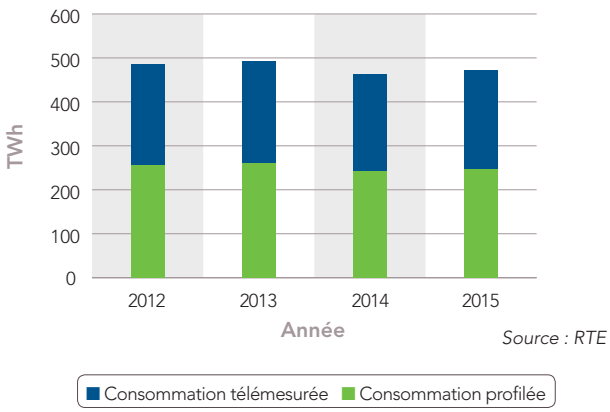
- **approche mesurée :** les productions et consommations effectivement constatées *a posteriori* sont prises en compte dans le calcul des écarts des RE. Cette approche se base sur l'utilisation des données de comptage des sites de production et consommation établies à un pas inférieur ou égal au pas de temps de calcul des écarts (30 minutes aujourd'hui) ;
- **approche normative ou « profilage » :** les énergies sont mesurées sur des plages temporelles plus larges que le pas de temps de règlement des écarts (les compteurs résidentiels antérieurs aux compteurs communicants disposent d'1 à 8 index de comptage dont les valeurs doivent être relevées manuellement), les courbes de charge utilisées pour les calculs des périmètres d'équilibre sont estimées à partir de profils normatifs qui permettent de donner une forme, avec la granularité souhaitée, aux énergies estimées (puis mesurées). Les profils sont constitués de coefficients normatifs de pondération modélisant la répartition temporelle de la consommation ou de la production, ainsi que la dépendance à des aléas externes comme la température.

L'évaluation des périmètres de RE agissant pour le compte de clients dont la courbe de charge est estimée par profilage est déclinée en deux étapes :

- **la reconstitution des flux :** les courbes de charge des sites en « approche normative » sont estimées par les GRD à partir des profils normatifs, puis RTE réalise un calage spatial des courbes de charge de consommation profilées pour assurer la cohérence avec les énergies soutirées au niveau des postes source à l'interface entre le RPT et les RPD. À ce stade, les courbes de charge affectées au RE ne sont pas cohérentes avec les énergies mesurées par les compteurs. Le recalage des consommations profilées conduit à une correction moyenne de 1 500 MW par pas demi-horaire, mutualisées entre tous les RE au prorata de leur consommation profilée ;
- **la réconciliation temporelle :** effectuée sur une période d'un an, deux ans après l'échéance, elle permet de prendre en compte les relèves d'index des compteurs, de mettre en cohérence les énergies estimées avec les énergies mesurées et de corriger l'estimation de l'énergie des pertes.

Aujourd'hui l'utilisation de l'approche normative ou « profilage » concerne environ 52 % de la consommation nationale :

Figure 29 – Répartition entre les consommations profilées et mesurées



Source : RTE

Elle est à ce jour exclusivement utilisée pour les sites raccordés à un réseau public de distribution :

- **non télérelevables** *(ie : ne disposant pas de compteurs à courbe de charge télérelevable)* conformément aux orientations de la CRE énoncées dans sa délibération du 3 juillet 2003 ; ou
- **télérelevables non télérelevés** *(ie : disposant d'un compteur communicant)* pour lesquels un profil est applicable conformément à la version 7 du chapitre F des règles MA-RE entrées en vigueur au 1er avril 2015.

L'utilisation du profilage conduit à des effets de transfert entre les RE et l'énergie affectée par pas demi-horaire ne correspond pas à la réalité telle qu'elle serait mesurée avec un compteur permettant de disposer d'une courbe de charge. Le profilage, conçu à l'ouverture du marché de masse en cohérence avec les possibilités techniques des compteurs installés, conduit ainsi à une mutualiser une part de la responsabilité d'équilibre entre tous les RE agissant pour le compte de clients dont la courbe de charge est estimée par profilage. Il peut ainsi apparaitre paradoxal de porter une attention très spécifique à certains aspects du dispositif d'équilibrage pour des effets d'ordre 2 alors que des effets d'ordre 1 sont constatés du fait du processus de reconstitution des flux actuel.

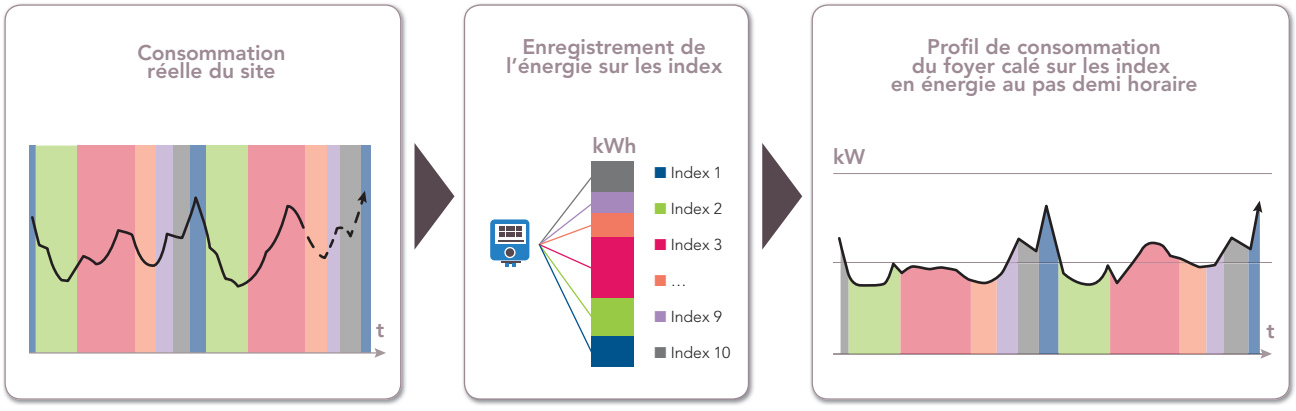
9.5.2 Les nouvelles possibilités offertes par le déploiement des compteurs communicants doivent être prises en compte dans les modalités de calcul des écarts

Le déploiement des compteurs communicants sur le segment résidentiel ouvre de nouvelles possibilités :

- l'accès à de nouvelles données de comptage relevables à distance, sans intervention humaine (jusqu'à 10 index fournisseurs, jusqu'à 4 index distributeurs, 1 courbe de charge au pas 10 minutes minimum) ;
- la possibilité pour les fournisseurs de proposer de nouvelles offres tarifaires innovantes s'appuyant sur ces nouvelles données de comptage ;
- la capacité pour les fournisseurs de valoriser l'aptitude de leurs consommateurs à moduler leur consommation au travers d'une tarification dynamique de l'énergie.

Afin que l'ensemble de la collectivité puisse bénéficier de ces nouvelles fonctionnalités, il semble nécessaire de réinterroger les modalités de reconstitution des flux des sites actuellement en approche normative, notamment sur les axes suivants :

Figure 30 – Fonctionnement du profilage



- l'utilisation de la courbe de charge en lieu et place du profilage ;
- la fréquence de relève des index ;
- la fréquence de mise à jour des profils (statique, dynamique) ;
- le nombre d'index utilisés ;
- la construction de nouveaux profils qui prennent en compte la diversité des offres que pourront faire les fournisseurs (plages temporelles et différenciation des prix) ;
- l'échéance pour la finalisation de la reconstitution des flux (il n'est plus nécessaire d'attendre 2 ans pour finaliser la reconstitution des flux comme aujourd'hui).

Ces différents axes devront être analysés en prenant en compte les aspects suivants :

- le type de sites concernés (production, consommation, puissance souscrite associée) ;
- les coûts et contraintes techniques associées aux différentes solutions;
- la compatibilité au cadre juridique en vigueur ;
- les évolutions liées au projet de règlement EB visent à renforcer l'incitation des RE à l'équilibre et dans ce cadre une incitation individuelle, non mutualisée sur l'ensemble de RE, est à privilégier ;
- les nouvelles possibilités offertes, par le biais des compteurs communicants, de formuler des offres renvoyant aux consommateurs des incitations à consommer sur les périodes de moindre coût pour le système électrique ; le système de profilage, s'il est maintenu, doit en restituer la valeur en affectant aux RE la meilleure estimation des énergies effectivement consommées par les clients de leur périmètre sur chaque pas de règlement des écarts.

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.

Le déploiement des compteurs communicants offre de nouvelles possibilités pour les fournisseurs de formuler des offres renvoyant à leurs clients des incitations à consommer sur les périodes de moindre coût pour le système électrique au travers d'un système de tarification dynamique. De nouvelles possibilités techniques (accès à la courbe de charge de tous les clients à un pas de 10 minutes, mise à disposition de 10 index de mesure des consommations avec relève informatique, etc.) devraient être intégrées aux méthodes de reconstitution des flux, en visant une incitation individuelle des RE à l'équilibre en cohérence avec les objectifs du règlement EB.

Chapitre 10
Caractéristiques des produits standards

La Commission européenne a fait part à plusieurs reprises de sa volonté d'accélérer la transition depuis des marchés d'ajustement en grande partie segmentés à différentes mailles nationales ou régionales vers un marché d'ajustement européen, de manière à disposer de plus de liquidité et à accroître la concurrence entre les acteurs de marché.

Aujourd'hui, tant l'organisation des marchés d'ajustement que celle des processus d'équilibrage reposent sur des principes fortement hétérogènes entre les différents pays européens.

Face à cette réalité, deux stratégies sont envisageables pour faire émerger un marché d'ajustement européen : l'harmonisation complète à une maille régionale de l'ensemble des processus relatifs à l'équilibrage ou l'harmonisation progressive en se basant sur l'échange de produits standards dont les caractéristiques sont définies au niveau régional. En première analyse, s'accorder sur un nombre réduit de produits standards au niveau européen permettrait de capter une partie importante des gains liés à l'européanisation.

Sur le plan concret, la priorité consiste donc à standardiser les produits d'ajustement : seules les offres d'ajustement présentant les caractéristiques requises pourront être mises en commun au niveau européen au sein de listes de préséance économique communes (ci-après « CMOL – Common Merit Order List »). Pour de nombreux pays, y compris la France, cette standardisation est en rupture avec les pratiques actuelles. Aujourd'hui, les offres d'ajustement françaises reflètent finement les aptitudes physiques des actifs et ne sont donc pas standardisées. À l'avenir, afin d'assurer une liquidité suffisante des échanges et une maximisation de l'efficacité pour les fournisseurs de services d'ajustement, RTE est favorable à l'utilisation d'un unique produit standard par processus (RR, mFRR, aFRR). Conformément au projet de règlement EB, ce sont ces produits standards qui devront ensuite être utilisés de manière préférentielle par RTE pour la gestion de l'équilibrage[25]. Un enjeu important des prochains mois réside ainsi, pour RTE et les fournisseurs de services d'ajustement, en la bonne définition des futurs produits standards. Cette discussion se déroulera de manière privilégiée à l'échelon européen.

Pour autant, ce faible nombre de produits standards ne permet pas de répondre à l'ensemble des besoins d'équilibrage. 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 futur règlement EB[26].

10.1 DÉFINITION D'UN PRODUIT STANDARD PAR PROCESSUS

RTE propose d'utiliser un unique produit standard par processus (RR, mFRR, aFRR) afin d'assurer une liquidité suffisante des échanges et une maximisation de l'efficacité pour les fournisseurs de services d'ajustement. Il s'agit d'une proposition ambitieuse dans l'état actuel des discussions, vu notamment l'absence totale de standardisation des produits existants.

En pratique et en première approche, deux produits standards manuels et un produit standard automatique seraient nécessaires :

- RR : un produit standard manuel ayant un délai de mobilisation de 30 minutes correspondant au produit qui sera partagé au sein de l'initiative TERRE ;

25. Article « *Requirements for standard products* » du projet de règlement EB
26. Article « *Requirements for specific products* » du projet de règlement EB

- mFRR : un produit standard manuel ayant un délai de mobilisation inférieur à 15 minutes ;
- aFRR : un produit standard automatique (activé par ordre de préséance économique).

Le produit ayant un délai de mobilisation inférieur à 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 entre l'apparition de l'écart dans une zone de réglage et le rétablissement des échanges commerciaux. Dans le cas contraire, RTE demandera à réduire ce délai de mobilisation afin de remplir l'exigence susmentionnée ou sera contraint de contractualiser un volume supplémentaire de réserve secondaire, *a minima*, à hauteur de l'incident dimensionnant – tel que défini dans le règlement « Electricity transmission system operation » – pour le système électrique français.

10.1.1 Un produit standard manuel ayant un délai de mobilisation de 30 minutes (RR)

La France est déjà engagée dans un projet d'établissement d'une liste de préséance économique commune d'un produit standard manuel ayant un délai de mobilisation de trente minutes : le projet TERRE. RTE propose de s'appuyer sur ce travail et d'adopter le produit standard qui résultera du projet après consultation des parties prenantes et validation des autorités de régulation compétentes. Une proposition de produit a été décrite dans le document de consultation du projet TERRE daté du 7 mars 2016[27].

Les caractéristiques de ce produit sont les suivantes :

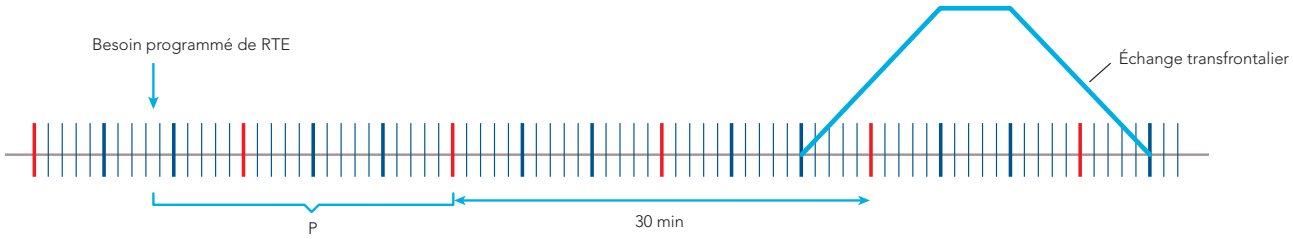
- activation de manière « programmée » (c'est-à-dire démarrage cohérent avec un pas de temps) ;
- délai de mobilisation de 30 minutes ;
- durée minimale d'utilisation de 15, 30, 45 ou 60 minutes ;
- livraison démarrant et se terminant obligatoirement sur un pas quart d'heure.

RTE souhaiterait que les offres d'ajustement standards TERRE ayant une durée minimale d'utilisation de 30 minutes puissent continuer à être utilisées si la fenêtre opérationnelle devait passer à 1 h 15. En revanche, le maintien d'offres d'ajustement standards TERRE dont la durée minimale d'utilisation se situe entre 45 et 60 minutes ne semble pas compatible avec une fenêtre opérationnelle de 1h15 ou 1h30. Ceci met une nouvelle fois en lumière l'importance de la question de la durée de la fenêtre opérationnelle, et souligne le besoin de cohérence entre les différentes instances de prise de décision sur les questions techniques relatives à l'équilibrage.

10.1.2 Un produit standard manuel ayant un délai de mobilisation inférieur à 15 minutes (mFRR)

Contrairement au produit précédent, les travaux sur l'utilisation d'un produit standard présentant un délai de mobilisation inférieur à 15 minutes sont moins aboutis. Des travaux de préfiguration ont été menés par RTE avec Amprion (GRT allemand) et avec les GRT membres du projet TERRE.

Figure 31 – Processus macroscopique d'activation du produit ayant un délai de mobilisation de 30 minutes



p : durée totale du processus s'échelonnant entre le besoin exprimé par le GRT et la transmission de l'ordre au fournisseur de services d'ajustement

27. https://consultations.entsoe.eu/markets/terre

10.1.2.1 Caractéristiques du produit

RTE souhaite que ce produit puisse être activé de manière « directe » ou « programmée » en fonction des possibilités offertes par le fournisseur de services d'ajustement et du besoin du GRT. Dans le premier cas, l'activation est continue – elle peut intervenir à chaque instant – selon le principe du « premier arrivé, premier servi », dans le second cas, l'activation est discrète – elle intervient uniquement à des instants prédéterminés – et résulte de la confrontation de la courbe d'offre globale et de la courbe de demande globale (« clearing »).

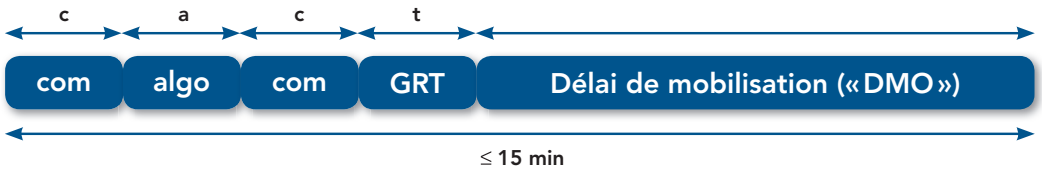
L'activation programmée permet d'une part d'optimiser l'utilisation des ressources au niveau européen *via* la compensation des besoins entre GRT (« netting ») et d'autre part d'augmenter la liquidité du marché *via* l'intégration d'offres ne pouvant pas être activées de manière directe (c'est le cas par exemple des offres résultant de retards de programme qui peuvent uniquement débuter à un instant précis dans le temps : la fin initialement prévue du programme).

L'activation directe permet quant à elle (i) d'équilibrer en puissance au sein d'un pas de règlement des écarts et (ii) de réagir rapidement après la survenue d'un déséquilibre.

Dans tous les cas, la réglementation prévoit un délai maximal de 15 minutes[28] pour rééquilibrer la zone de réglage après un aléa. Or, au sein de ces 15 minutes, il est nécessaire d'intégrer le laps de temps qui s'écoule entre l'expression du besoin par le GRT et la transmission de l'ordre au fournisseur de services d'ajustement (durée dénommée « p »). Par conséquent, RTE suggère que chaque offre puisse être activée avec un délai de mobilisation inférieur à 15 min.

Par ailleurs, RTE propose que la livraison d'une offre se termine toujours sur un pas quart d'heure afin de permettre l'enchaînement des produits standards programmés et directs. L'activation directe pouvant être requise n'importe quand entre deux activations programmées, la durée minimale d'utilisation d'une offre varierait entre 5 et 20 minutes en fonction du moment d'appel *(cf. processus ci-après)*.

Figure 32 – Représentation schématique des différentes étapes à réaliser entre l'expression du besoin par le GRT et la livraison de la puissance par le fournisseur de services d'ajustement



c : Temps de communication nécessaire entre le GRT et la liste de préséance économique commune

a : Temps nécessaire à l'exécution de l'algorithme

t : Temps de traitement interne au GRT

p = c + a + c + t : Durée totale du processus s'échelonnant entre l'expression du besoin par le GRT et la transmission de l'ordre au fournisseur de services d'ajustement

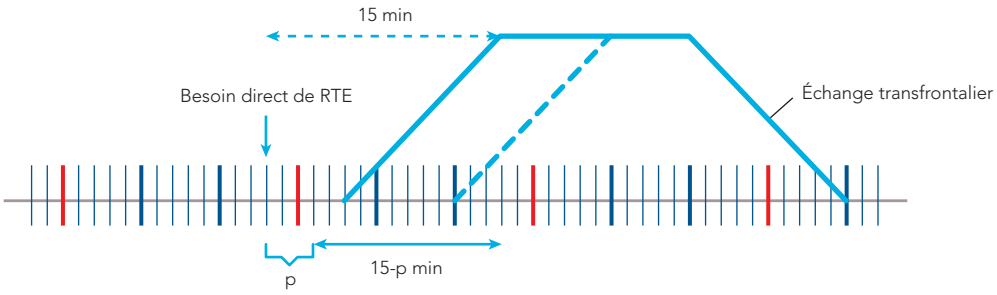
28. Règlement « *Electricity transmission system operation* »

10.1.2.2 Processus

Le processus à mettre en œuvre dépend du besoin émis par le GRT.

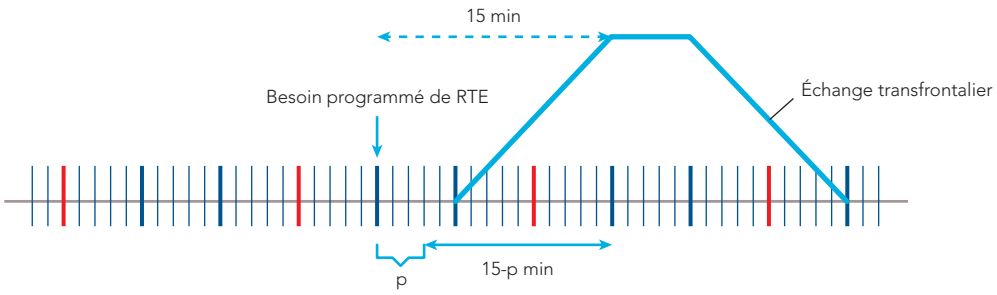
Si le GRT émet un besoin direct, alors la liste de préséance économique commune (« CMOL ») permettant d'y répondre sera uniquement constituée des offres pouvant être activées de manière directe.

Figure 33 – Processus macroscopique d'activation « directe » du produit ayant un délai de mobilisation inférieur à 15 minutes



Si le GRT émet un besoin programmé, alors la liste de préséance économique commune (« CMOL ») permettant d'y répondre sera constituée des offres pouvant être activées de manière « directe » ou « programmée » puisqu'elles seront, dans cas, strictement comparables.

Figure 34 – Processus macroscopique d'activation « programmée » du produit ayant un délai de mobilisation inférieur à 15 minutes



10.1.3 Un produit standard automatique (aFRR)

En août 2015, ENTSO-E a mandaté les cabinets E-Bridge et IAEW[29] pour réaliser une étude sur l'activation de la réserve secondaire selon un ordre de préséance économique au niveau européen. L'étude a mis en lumière l'hétérogénéité des dispositifs en vigueur selon les États membres et permis de constater la nécessité de se pencher sur le délai de mobilisation de la réserve secondaire ainsi que sur les modalités précises d'activation associées.

Le premier sujet de discussion porte ainsi sur l'harmonisation du délai de mobilisation de la réserve secondaire, qui est actuellement de 400 secondes (ci-après « s ») en France. Étant donné que seule la France présente cette valeur, RTE souhaite examiner d'autres scénarios pour le délai de mobilisation (ci-après « DMO ») afin de nourrir les réflexions sur l'établissement du produit standard.

L'augmentation du DMO conduirait, toutes choses étant égales par ailleurs, à une dégradation de la qualité

29. Une fois publiée, elle sera disponible sur le site web d'ENTSO-E (https://www.entsoe.eu/Pages/default.aspx)

du réglage français par rapport à la situation actuelle. L'importance de cette dégradation devra être chiffrée dans ce scénario.

L'adoption d'un DMO plus court pourrait avoir, quant à elle, des conséquences économiques importantes. Premièrement, les points de fonctionnement des différents groupes de production devraient être adaptés[30] en conséquence, ce qui engendrerait des coûts qui ne sont pas identifiés à ce stade. Deuxièmement, les coûts de constitution de la réserve secondaire pourraient augmenter à gisement équivalent. En effet, chaque groupe de production fournissant moins de réserve secondaire (avec l'hypothèse que le gradient de variation des groupes de production est un invariant), il serait nécessaire de recourir à davantage de groupes pour conserver un niveau global de réserve secondaire constant. Ce coût supplémentaire devrait être comparé au gain qui pourrait résulter de la standardisation européenne du produit de réserve secondaire ; ces coûts et ces bénéfices ne sont actuellement pas estimés.

À ce stade, RTE retient deux hypothèses s'agissant du DMO pour le produit standard de aFRR ;
- DMO = 300 s ;
- DMO = 450 s.

RTE invite les acteurs à étudier la faisabilité et les conséquences économiques d'un passage à un DMO de 300 s pour la réserve secondaire, et à lui transmettre ces éléments de coût. RTE étudiera les conséquences en termes de réglage d'un passage à un DMO de 450 s. Indépendamment du choix final du DMO, les exigences de raccordement[31] devront être adaptées et l'avenir de la pente dite « rapide » (DMO de 66 s en conditions exceptionnelles) faire l'objet d'une analyse particulière.

Le second sujet de discussion concerne les modalités précises d'activation du produit standard de aFRR. Le projet de règlement EB prévoit l'activation de la réserve secondaire selon une liste de préséance économique supranationale, au plus tard six ans après l'entrée en vigueur du règlement EB[32]. À partir du second semestre 2016, RTE propose d'étudier, en concertation avec les acteurs de marché, la mise en œuvre d'une activation de la réserve secondaire selon un ordre de préséance économique au premier semestre 2019. Cette préséance économique sera établie à une maille nationale de manière transitoire ou directement supranationale si les conditions suffisantes sont réunies.

RTE souhaite la définition d'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 inférieur à 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.

Pour le produit de aFRR, tant le délai de mobilisation (300 ou 450 s) que le mode d'activation (passage d'une activation au prorata à une activation selon un ordre de préséance économique) devront faire l'objet d'une analyse de faisabilité et d'une analyse économique.

30. Si la modification des points de fonctionnement n'est pas réalisable à moyen terme, la conséquence économique pour le système électrique français sera importante. Dès lors, RTE invite les acteurs concernés à faire part de leurs difficultés à RTE et à la CRE dans les plus brefs délais.

31. Décret n°2008-386 du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'installations de production aux réseaux publics d'électricité.

32. Article « *European target for exchanges of balancing energy from frequency restoration reserves with automatic activation* » du projet de règlement EB

10.2 ENCHAÎNEMENT DES PROCESSUS, SANS PÉRIODE DE RECOUVREMENT, DANS LE BUT D'OPTIMISER LA MISE EN COMMUN DES OFFRES D'AJUSTEMENT

RTE identifie à ce stade trois scénarios distincts pour le partage des offres d'ajustement à la maille européenne.

1. **Le premier scénario** est caractérisé (i) par la nécessité, pour les fournisseurs de services d'ajustement, de sélectionner un unique processus au sein duquel ils soumettent leurs offres d'ajustement et (ii) l'absence de coordination entre les listes de préséance économique communes (« CMOL ») des différents processus. À titre d'exemple, un fournisseur de services d'ajustement disposant d'une offre d'ajustement activable avec un délai de mobilisation de dix minutes doit choisir, dans ce scénario, s'il soumet cette offre dans le processus de RR ou dans le processus de mFFR.

2. **Le second scénario** est caractérisé par la possibilité pour les fournisseurs de services d'ajustement, de proposer une offre d'ajustement, non sélectionnée au sein d'un processus à échéance longue, dans un processus à échéance plus courte, si les caractéristiques techniques de l'offre le permettent. À titre d'exemple, un fournisseur de service d'ajustement disposant d'une offre d'ajustement activable avec un délai de mobilisation de 10 minutes peut, dans ce scénario, soumettre son offre dans le processus de RR puis :
   - formuler une offre de mFRR si ladite offre n'a pas été sélectionnée pour la même période sur la CMOL de RR ; ou
   - formuler une offre de mFRR de sens opposé lorsque ladite offre a été sélectionnée pour la même période sur la CMOL de RR (dans la mesure où il est techniquement possible pour le fournisseur de services d'ajustement concerné d'attendre les résultats du processus de mFRR avant d'exécuter l'ordre d'ajustement).

3. **Le troisième scénario** est caractérisé par la mise en place d'une fonction d'optimisation commune à plusieurs processus. Dans ce scénario, les fournisseurs de services d'ajustement ont intérêt à soumettre chaque offre d'ajustement sur un unique produit : le produit le plus flexible étant données les flexibilités constitutives de l'offre concernée. La fonction d'optimisation se charge ensuite de sélectionner les offres techniquement et économiquement les plus pertinentes. Aujourd'hui RTE met en œuvre une logique similaire à ce scénario à la maille France. Pour couvrir un besoin identifié, RTE classe en effet l'ensemble des offres de caractéristiques hétérogènes susceptibles de répondre à ce besoin, ce qui permet une optimisation du coût d'équilibrage du système électrique français.

Le troisième scénario, qui pourrait représenter un optimum, n'est néanmoins pas atteignable à court terme à l'échelle européenne et nécessite un délai d'instruction long entre GRT européens. Le premier scénario conduirait, quant à lui, à une activation non optimale des offres du fait de la segmentation entre les différents produits (les fournisseurs de services d'ajustement devant réaliser un choix préalable de la CMOL au sein de laquelle ils souhaitent valoriser leurs offres d'ajustement). Aussi RTE privilégie, dans un premier temps, le deuxième scénario dans lequel les fournisseurs de services d'ajustement pourront offrir, pour un même pas de temps, leurs offres sur la CMOL de RR, puis sur la CMOL de mFRR si elles n'ont pas été sélectionnées par la CMOL de RR. Ce scénario permet :

- à RTE d'adresser un besoin identifié à la CMOL de RR, en considérant que les offres qui seront sélectionnées (une fois la compensation des besoins réalisée) seront les moins chères parmi les offres de RR et de mFRR. En effet, les fournisseurs de services d'ajustement auront un intérêt à proposer, sur la CMOL de RR, leurs offres d'ajustement aptes au processus de mFRR ;
- une compensation entre les besoins identifiés à moyen terme (RR) et les besoins identifiés à court terme (mFRR) par les GRT dans la mesure où les fournisseurs de services d'ajustement peuvent formuler des offres de mFRR de sens opposé à leurs offres de RR sélectionnées *(cf. description du scénario 2 ci-dessus)*. Si une offre de RR et une offre de mFRR de sens opposé sont activées simultanément, le fournisseur de services d'ajustement concerné touche une rente « à ne rien faire » correspondant au différentiel de prix entre la CMOL de RR et celle de mFRR.

La mise en œuvre de ce deuxième scénario nécessite la définition d'un processus de dépôt des offres et de transmission des ordres coordonné entre la RR et la mFRR.

À la mise en service du processus de RR initié par le projet TERRE, RTE envisage d'appliquer une méthode s'apparentant à ce deuxième scénario :

- les fournisseurs de services d'ajustement auront la possibilité de soumettre une offre d'ajustement activable avec un délai de mobilisation de 10 minutes à la fois dans la CMOL de RR et à la maille France au travers d'une offre implicite ou d'une offre explicite non standard ;
- les besoins de RTE en mFRR continueront d'être remplis par l'activation d'offres de mFRR à la maille France tandis que les besoins en RR seront satisfaits par la CMOL de RR à la maille des pays participants à TERRE. RTE réalisera une optimisation entre (i) le recours à la CMOL de RR et (ii) l'activation d'offres de mFRR en France (seul périmètre possible pour les offres de mFRR à l'horizon TERRE) à partir des informations et possibilités qui seront à disposition de RTE en temps réel :
  - courbe d'offres déposée sur la CMOL de RR ;
  - courbe d'offres France (RR et mFRR) ;
  - probabilité d'occurrence du besoin estimé ;
  - possibilité de définir un cap de prix/volume pour les demandes à la CMOL de RR.

10.3 PAS D'ALTÉRATION DE L'ÉQUILIBRE DU SYSTÈME FRANÇAIS LIÉE AU PARTAGE ET À L'ACTIVATION DE PRODUITS STANDARDS

Trois prérequis nécessitent d'être remplis pour que le partage et l'activation de produits standards soient profitables à l'ensemble des pays européens.

1. Les produits standards sont tenus d'être complémentaires dans le temps. Ceci permet d'éviter la fourniture d'énergie non souhaitée lors du changement de pas de programmation aux interconnexions, comme l'illustre la figure 35.

2. Les produits standards doivent comporter des exigences en termes de profil de puissance délivrée afin d'être capable d'assurer l'équilibrage du système électrique en puissance. Si l'exigence porte uniquement sur l'énergie délivrée, le GRT n'est pas assuré que le recours au produit standard permettra de répondre à son besoin et devra potentiellement, en temps réel, compenser les écarts résiduels à l'aide de produits standards automatiques ou de produits spécifiques. La connaissance ex ante du profil de puissance permet d'avoir cette information en amont du temps réel bénéficiant ainsi, *a priori*, d'une performance économique supérieure.

3. Le besoin d'équilibrage du système France a besoin d'être physiquement couvert de la même manière quelle que soit la localisation (en France ou dans un autre pays européen) des offres d'ajustement standards sélectionnées. Celles-ci seront modélisées par des «blocs» d'énergie au sein des CMOL. Or, aujourd'hui, sur le marché J-1 ou le marché infrajournalier, si un bloc d'énergie est livré par un pays frontalier à la France, RTE réceptionne un profil en puissance trapézoïdal. Réciproquement, si un bloc d'énergie est livré par la France à un pays frontalier, un profil en puissance trapézoïdal est attendu à la frontière (et également en France). RTE souhaite conserver cette logique sur le marché d'ajustement afin (i) d'assurer une cohérence avec les échéances de marché antérieures et (ii) de limiter les écarts de fréquence. Par conséquent, RTE propose que le profil en puissance attendu des fournisseurs de services d'ajustement français soit également trapézoïdal. Cette attente est illustrée sur les Figures 4 et 5 ci-dessous. Ce profil n'est pas parfait mais il répond à l'exigence susmentionnée : une livraison physique des offres d'ajustement standards indépendante de leur localisation, en France ou à l'étranger. Ce n'est qu'à ce prix qu'un marché d'ajustement réellement européen pourra voir le jour.

Les acteurs de marché ne seront pas nécessairement en mesure de soumettre des offres d'ajustement dont

Figure 35 – Représentation graphique de la complémentarité temporelle des produits standards

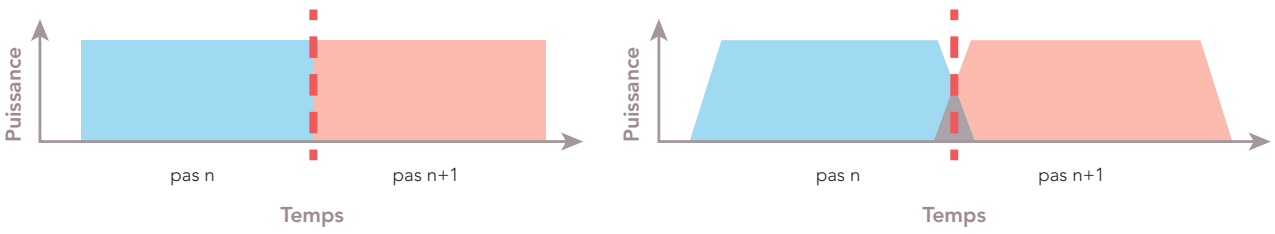


Figure 36 – Flux relatifs à un produit standard programmé

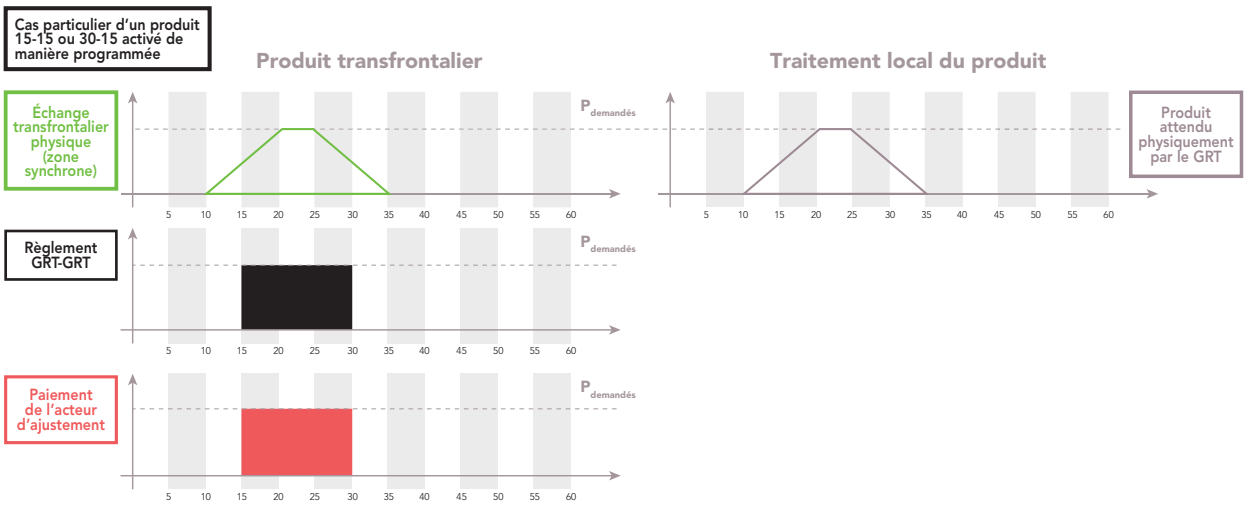
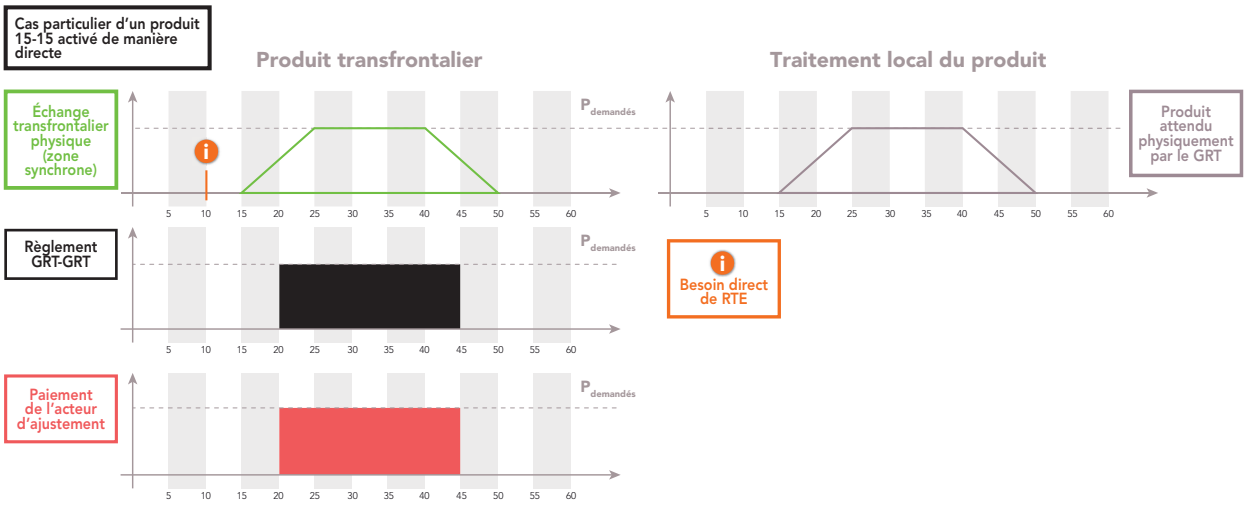


Figure 37 – Flux relatifs à un produit standard direct



les capacités sous-jacentes permettent de respecter parfaitement ce gabarit. RTE suggère qu'un mécanisme incitatif adéquat, détaillé au chapitre 11, soit proposé aux acteurs de marché : ce dernier invitera les acteurs à s'approcher du gabarit standard tout en proposant des marges de tolérance. En revanche, quelle que soit la forme physique livrée par les fournisseurs de services d'ajustement localisés en France à la suite d'un ordre d'ajustement, RTE souhaite continuer à la connaître *ex ante* avec précision.

L'orientation privilégiée par RTE consiste à ce que (i) les produits standards soient complémentaires dans le temps, afin d'éviter la fourniture d'énergie non souhaitée lors du changement de pas de programmation aux interconnexions, (ii) les produits standards comportent des exigences en termes de profil de puissance délivrée afin d'être capable d'assurer l'équilibrage du système électrique en puissance et (iii) le besoin d'équilibrage soit physiquement couvert de la même manière indépendamment de la localisation des offres d'ajustement sélectionnées.

10.4 UTILISATION PRIVILÉGIÉE DES PRODUITS STANDARDS SANS CHERCHER UNE HARMONISATION COMPLÈTE DES PROCESSUS D'ÉQUILIBRAGE

10.4.1 RTE utilisera les produits standards pour équilibrer le système électrique

Comme mentionné à plusieurs reprise dans ce livre vert, l'utilisation de produits standards pour équilibrer le système électrique français permet d'accroître la liquidité des offres d'ajustement à un niveau régional et de tirer parti du potentiel de compensation des besoins entre pays européens. En d'autres termes, si, au sein d'une initiative régionale, un pays A exprime un besoin programmé de 200 MW à la hausse, et qu'un pays B exprime un besoin programmé de 200 MW à la baisse sur la même période, la plateforme commune régionale permettra, dans la limite des capacités disponibles aux interconnexions, de compenser le besoin du pays B par le besoin du pays A. En première analyse, RTE estime que la mise en commun d'un nombre limité de produits standards au sein d'un marché d'ajustement européen suffit à capter une partie importante des gains liés à l'européanisation, en permettant de limiter les coûts qu'une harmonisation complète des processus d'équilibrage impliquerait.

Comme évoqué précédemment, la perspective d'évolution du marché d'ajustement en France consiste bien en une utilisation prioritaire des produits standards puis, dans certains cas précis, d'un recours aux produits spécifiques. Ceci devrait inciter les acteurs de marché à développer des capacités permettant d'offrir lesdits produits standards.

Néanmoins, certaines réserves doivent être mentionnées à ce stade.

D'une part, les conséquences économiques de ce choix n'ont pas fait l'objet à ce jour d'une analyse satisfaisante. Toutes les études existantes reposent en effet sur des hypothèses fortes en matière de gains, et sur une absence de prise en compte des coûts d'adaptation. Cette quantification devrait être prioritaire.

D'autre part, cette stratégie pourrait générer un effet d'éviction de certaines capacités participant aujourd'hui au marché d'ajustement. La partie 1 rappelle les efforts effectués pour ouvrir le marché d'ajustement au plus grand nombre ainsi que les bénéfices retirés de cette ouverture. RTE souhaite évaluer avec les acteurs de marché les conséquences de l'adoption des produits standards proposés sur le gisement d'offres disponibles.

10.4.2 RTE aura également recours à des produits spécifiques

L'analyse précédente repose sur la définition d'un nombre réduit de produits standards au niveau européen, afin de maximiser les bénéfices liés à l'échange. Or un nombre restreint de produits standards ne permet pas de répondre à l'ensemble des déséquilibres à résorber, notamment si les produits standards sont définis de façon à concentrer la liquidité et non à offrir le meilleur niveau de flexibilité (délai de mobilisation et durée minimale d'utilisation très courts). Les premières enquêtes d'ENTSO-E ont montré que la liquidité des produits diminuait fortement avec les exigences de flexibilités.

La perspective la plus crédible consiste donc à utiliser, si besoin, des produits spécifiques sous la forme d'offres implicites et éventuellement d'offres explicites non standards. Sous réserve d'une approbation par la CRE, ces modalités sont permises par le projet de règlement EB[33].

Ces produits spécifiques apparaissent en premier lieu nécessaires à la préservation du modèle « marges ». Les interventions pour reconstitution des marges qui découlent de ce modèle présentent des délais d'activation de l'ordre de quelques heures, les plaçant ainsi hors de la fenêtre opérationnelle et dans la catégorie des produits spécifiques.

En second lieu, ces produits spécifiques demeurent nécessaires pour résoudre certains problèmes d'équilibrage. RTE pourrait faire appel à des produits spécifiques pour réaliser un équilibrage en puissance au sein d'un pas de règlement des écarts. En effet, RTE ne souhaite pas utiliser seulement les produits standards automatiques pour réaliser l'équilibrage en puissance. Or les produits standards manuels n'autorisent pas la même flexibilité que celle permise par les produits spécifiques. À titre d'exemple, la dynamique de la consommation en France peut aujourd'hui atteindre au maximum un gradient de 11 000 MW par heure, soit presque 3000 MW

33. Article « *Requirements for specific products* » du projet de règlement EB

par quart d'heure. En supposant que la consommation varie linéairement par demi-heure et que la production évolue en « marche d'escalier » sur un pas 30 minutes, RTE devrait résorber jusqu'à 3000 MW d'écart en puissance, au début et à la fin du pas de règlement des écarts. Ces écarts, lorsqu'ils ne sont pas résorbés, induisent un écart de fréquence. RTE souhaite continuer à disposer des moyens pour résorber ce type d'écart au travers du marché d'ajustement et ainsi pour éviter d'épuiser la réserve primaire. Le maintien de cette politique requiert l'utilisation de produits activables avec une précision fine, de l'ordre de 5 minutes.

Enfin, ces produits spécifiques sont nécessaires à la gestion coordonnée entre l'équilibrage et les flux sur le réseau, qui constitue une caractéristique pertinente du système français. Ils permettront tout d'abord, en amont de la fenêtre opérationnelle, de mener des actions proactives préventives visant à résoudre une contrainte identifiée ex ante ou à éviter de se retrouver dans une situation inacceptable vis-à-vis des règles d'exploitation du réseau. Ils assureront également à RTE de disposer d'offres d'ajustement localisées très finement indépendamment du niveau de localisation qui sera finalement adopté pour les produits standards.

L'utilisation de produits standards pour équilibrer le système électrique français permet d'une part d'accroître la liquidité des offres d'ajustement à un niveau régional et d'autre part de tirer parti du potentiel de compensation des besoins entre pays européens. Il est nécessaire de disposer d'un nombre restreint de produits standards au niveau européen, afin d'assurer la liquidité des échanges et de maximiser les bénéfices liés à la mise en commun. En première analyse, l'atteinte de cet objectif permettrait de capter une partie importante des gains liés à l'européanisation : il n'est pas nécessaire de s'orienter vers une harmonisation complète des processus d'équilibrage.

En contrepartie, ce faible nombre de produits standards ne permet pas de résorber l'ensemble des déséquilibres. RTE utilisera de manière préférentielle les produits standards pour la gestion de l'équilibrage dans le respect des conditions définies par le règlement EB et maintiendra en complément un recours possible à des produits spécifiques sous la forme d'offres implicites et éventuellement d'offres explicites non standards. Ces produits spécifiques seront également indispensables pour la reconstitution des marges et des services système ainsi que pour la gestion des flux sur le réseau.

Enfin, l'ensemble des offres standards et spécifiques doivent pouvoir être utilisées pour les besoins relatifs à la gestion court terme du système électrique : équilibrage du système, reconstitution des marges et des services système, gestion des flux sur le réseau.

Les gains et les coûts associés à la standardisation du processus d'équilibrage ne sont pas évalués à ce stade.

Chapitre 11
Rémunération et contrôle des offres d'ajustement

Comme indiqué dans le chapitre 6, le modèle de marché français s'appuie sur une distinction claire entre le rôle des responsables d'équilibre (ci-après « RE ») et celui des fournisseurs de services d'ajustement. Les premiers contribuent, en réponse aux incitations financières qui leur sont renvoyées, à livrer un système équilibré en énergie en amont de la fenêtre opérationnelle du GRT. Les seconds s'engagent à fournir des services d'ajustement selon un profil de puissance préétabli à partir d'un ensemble de sites connu du GRT, et sont rémunérés pour cela.

Le projet de règlement EB prévoit une harmonisation des modalités de rémunération des offres d'ajustement standards sur la base d'un règlement au prix marginal. Les règles en vigueur en France devront donc évoluer pour transposer ces principes.

La fermeté des offres d'ajustement et la fiabilité des capacités offertes constituent un prérequis à la sollicitation optimale des capacités et à une exploitation sûre du système électrique. À ce titre, RTE souhaite maintenir (i) un contrôle systématique des puissances délivrées par les fournisseurs de services d'ajustement et (ii) un régime d'incitations financières favorisant la livraison du profil de puissance attendu.

11.1 RÉMUNÉRER LES OFFRES D'AJUSTEMENT STANDARDS AU PRIX MARGINAL

Les modalités de rémunération des offres d'ajustement vont être harmonisées au niveau européen et le projet de règlement EB prévoit le principe général d'un règlement au prix marginal qui devra être décliné plus précisément au niveau européen[34]. Le règlement au prix marginal, pour les marchés disposant d'une liquidité suffisante et permettant une mise en concurrence effective des fournisseurs de services d'ajustement, incite à soumettre des offres d'ajustement sur la base des coûts effectifs de mise à disposition des capacités et permet ainsi un meilleur interclassement des offres. L'obtention d'une liquidité suffisante sur le marché d'ajustement, à l'instar des travaux engagés en 2012 par RTE sur les modalités de contractualisation *(cf. partie 1)*, est donc la condition *sine qua non* d'un passage réussi à une rémunération au prix marginal.

RTE propose que chaque plateforme d'échange de produits standards rémunère les offres d'ajustement standards au prix marginal et que les offres d'ajustement spécifiques restent rémunérées au prix d'offre.

34. Article « *Pricing method for balancing energy* » du projet de règlement EB

11.2 MAINTENIR UN CONTRÔLE DU RÉALISÉ SYSTÉMATIQUE DES OFFRES D'AJUSTEMENT MANUELLES

Les modalités de contrôle des offres d'ajustement ne sont pas harmonisées par le projet de règlement EB.

Un modèle dans lequel les RE et les fournisseurs de services d'ajustement sont confondus ne requiert pas la mise en place d'un contrôle du réalisé systématique. Les RE sont simplement incités, à travers le prix de règlement des écarts, à livrer un système équilibré en énergie en amont de la fenêtre opérationnelle du GRT. La mauvaise exécution d'une offre se traduit par un écart au sein du périmètre du RE concerné.

A contrario, un modèle qui, comme celui en vigueur en France, distingue clairement le rôle de RE de celui de fournisseur de services d'ajustement, nécessite l'instauration d'un contrôle du réalisé systématique. Sur le fond, la mise en place d'un tel modèle permet (i) d'encadrer précisément le niveau de fiabilité attendu pour les offres d'ajustement, (ii) d'inciter les fournisseurs de service d'ajustement à déclarer leurs défaillances au plus tôt et (iii) de permettre la participation des fournisseurs de services d'ajustement indépendants des fournisseurs des sites.

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 correctement réalisées par les fournisseurs de services d'ajustement, RTE souhaite maintenir un contrôle du réalisé systématique. Par ailleurs, l'existence de fournisseurs de services d'ajustement indépendants est capitale puisqu'elle autorise une véritable participation de la flexibilité des sites de consommation à l'ajustement. En contrepartie, il est indispensable de corriger l'écart des RE aux périmètres desquels sont rattachés des sites de consommation contribuant à l'ajustement sur la base des énergies effectivement délivrées par ces sites, afin que les RE concernés soient insensibilisés par rapport à l'activité d'opérateurs tiers opérant des sites de leur périmètre. L'estimation de ces énergies repose nécessairement sur un processus de contrôle du réalisé efficace.

11.3 METTRE EN ŒUVRE DE MODALITÉS DE RÉMUNÉRATION DES OFFRES D'AJUSTEMENT HARMONISÉES RENVOYANT UNE INCITATION À DÉLIVRER LE VOLUME ACTIVÉ

11.3.1 Les modalités de rémunération des offres aujourd'hui

Les offres d'ajustement sont actuellement rémunérées au prix d'offre.

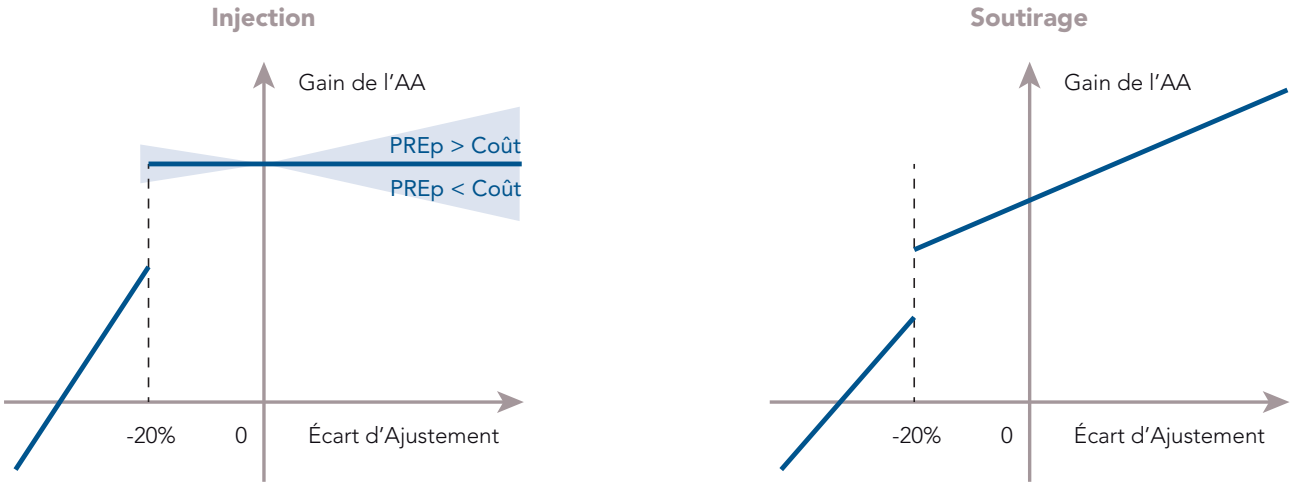
Concernant le volume d'énergie rémunérée, les règles du mécanisme d'ajustement en vigueur prévoient des modalités différentes selon que l'offre d'ajustement repose sur des capacités d'injection ou de soutirage :

Tableau 1 – Modalités de rémunération actuelles des offres en fonction de la nature des flexibilités

	Injection	Soutirage
Rémunération des offres *Hors cas de défaillance*	Volume activé	Volume réalisé
Rémunération des offres activées *En cas de défaillance*	Volume réalisé	
Correction des périmètres d'équilibre	Volume activé	Volume réalisé

De ces modalités découlent des incitations financières différentes pour les acteurs d'ajustement exploitant des sites de soutirage et ceux exploitant des sites d'injection :

Figure 38 – Incitation financière à délivrer le volume activé en fonction de la nature des sites constitutifs de l'offre d'ajustement



Dans le cas de l'injection, le périmètre d'équilibre est corrigé sur la base des volumes *activés* par RTE. Tout écart entre ce volume réalisé et le volume activé est comptabilisé comme un écart de RE. Ainsi, si le coût marginal de la capacité offerte est inférieur au prix de règlement des écarts, l'acteur d'ajustement est incité à délivrer un volume d'énergie supérieur au volume activé. Dans le cas contraire, il est incité à délivrer moins d'énergie. Par ailleurs, lorsque l'acteur d'ajustement délivre moins de 80 % du volume activé, il se voit facturer des pénalités et sa rémunération est effectuée sur la base du volume réalisé.

Dans le cas du soutirage, les écarts entre le volume réalisé et le volume activé sont valorisés au prix de l'offre d'ajustement. En supposant que l'acteur propose un prix d'offre plus avantageux que son coût marginal, il est systématiquement incité à délivrer un volume d'énergie supérieur au volume activé.

Cette structure des incitations est perfectible et devrait être revue dans le cadre de la refonte du marché d'ajustement avec pour objectif (i) d'harmoniser les modalités entre injection et soutirage et (ii) de mettre en œuvre une incitation à délivrer le volume activé.

11.3.2 Les modalités de rémunération des offres à la cible

Deux options restent possibles pour la détermination du volume d'énergie rémunéré[35] :

- la rémunération de l'énergie *activée*, à la demande du GRT ;
- la rémunération de l'énergie *réalisée*, correspondant à la livraison effective des actifs physiques.

Afin de répondre aux objectifs présentés ci-dessus, RTE propose un processus de valorisation des offres d'ajustement composé de trois étapes identiques, qu'il s'agisse d'offres basées sur des sites d'injection ou de soutirage :

1. **Étape 1 : les offres sont rémunérées à hauteur du produit du volume activé et du prix retenu (prix d'offre ou prix marginal selon le cas, tel qu'indiqué plus haut) ;**

2. **Étape 2 : RTE calcule l'écart d'ajustement, comme la différence entre la chronique des énergies réalisées et la chronique des énergies activées. Cet écart d'ajustement est valorisé à un prix de règlement des écarts d'ajustement, lequel est défini**

35. Article « *General principles for balancing energy* » du projet de règlement EB

pour chaque direction d'écart et chaque pas de règlement des écarts ;

3. **Étape 3 : en cas de défaillance (sous-ajustement ou sur-ajustement important), une pénalité est appliquée.**

La correction des périmètres d'équilibre est, quant à elle, effectuée sur la base des volumes réalisés afin de neutraliser l'activité des RE de l'activité des fournisseurs de services d'ajustement.

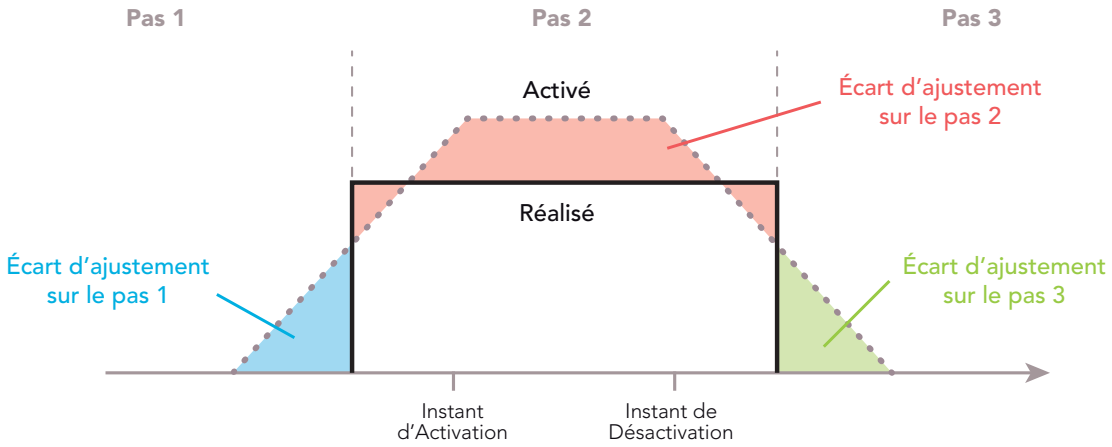
Cette proposition peut être synthétisée de la manière suivante :

Tableau 2 – Modalités de rémunération cibles des offres en fonction de la nature des flexibilités

	Injection	Soutirage
Rémunération des offres *Hors cas de défaillance*	Volume activé	
Rémunération des offres activées *En cas de défaillance*		
Correction des périmètres d'équilibre	Volume réalisé	
Profil de puissance attendu	► Profil standard de puissance pour les offres standards ► Selon les contraintes techniques déclarées pour les offres spécifiques	

De manière générale, RTE souhaite inciter les fournisseurs de services d'ajustement à délivrer un profil d'ajustement en puissance. Les modalités suivantes sont proposées pour calculer l'écart d'ajustement :

Figure 39 – Illustration graphique de l'écart d'ajustement



Pour affiner cette incitation, un pas de contrôle du réalisé plus fin que le pas de règlement des écarts doit être envisagé dès que possible et en fonction de la granularité des données de comptage disponibles. RTE souhaite, en cible, effectuer ce contrôle au pas 5 min, en cohérence avec le pas de traçage des ajustements.

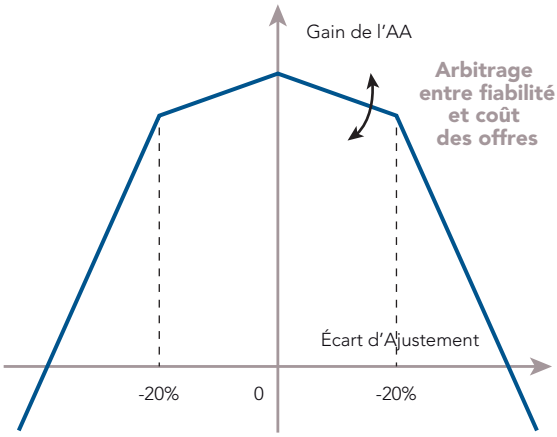
Les modalités de valorisation des ajustements et, notamment, la définition du prix de règlement des écarts d'ajustement viseront à mettre en œuvre des incitations à délivrer la puissance activée :

- graduelles, en prévoyant une zone de tolérance dans laquelle le prix de règlement des écarts d'ajustement

renvoie une incitation « douce » à délivrer la puissance attendue ;

- symétriques, dans la mesure du possible, afin d'éviter tout arbitrage visant à sous- ou sur-ajuster :

Figure 40 – Incitation financière à délivrer le volume activé à la cible



- homogènes, en appliquant les mêmes modalités à l'ensemble des acteurs quel que soit le type des capacités offertes.

11.3.3 Plusieurs options de valorisation peuvent accompagner la possibilité de proposer plusieurs offres sur un même moyen physique

À l'avenir, un fournisseur de services d'ajustement pourra proposer plusieurs offres d'ajustement portant sur un même moyen physique[36]. RTE estime que deux modalités de rémunération sont envisageables pour répondre à ce besoin.

Une première possibilité consiste à définir une règle permettant une répartition arbitraire des volumes réalisés entre les différentes offres. Dans ce cas, il est possible de valoriser les volumes d'ajustement en écart au prix de valorisation de l'offre.

S'il n'est pas possible de définir une règle de répartition arbitraire des volumes, une seconde possibilité consiste à calculer un volume réalisé à la maille de l'ensemble des offres portant sur des moyens physiques communs. Dans ce cas, les volumes en écart, déterminés à la maille de l'ensemble des deux offres, ne peuvent pas être valorisés au prix d'offre. Dans ce modèle, la valorisation des deux offres est nécessairement conjointe.

Figure 41 – Option numéro 1

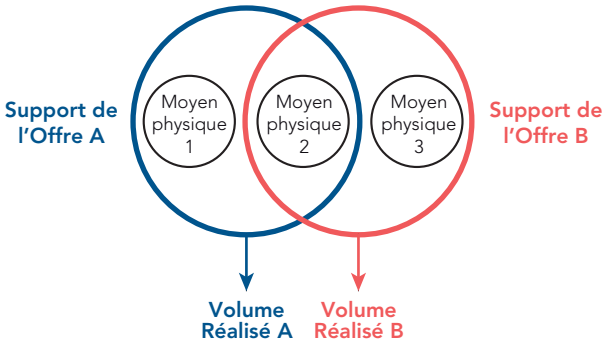
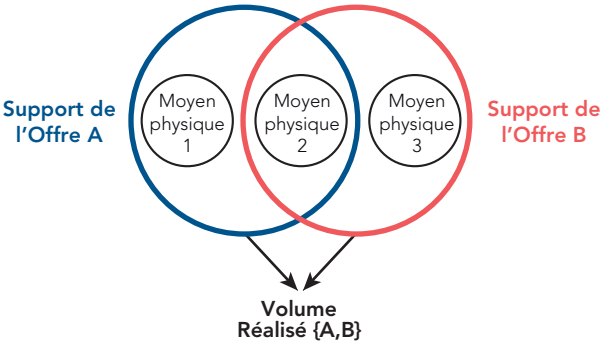


Figure 42 – Option numéro 2



11.4 INCITER LES ACTEURS À RESPECTER LA DYNAMIQUE ATTENDUE EN PUISSANCE

Afin de garantir la sûreté du système électrique, le respect du délai de mobilisation de chaque offre d'énergie d'ajustement activée et l'atteinte de la puissance demandée par RTE font partie des éléments nécessitant un contrôle systématique. L'utilisation des télémesures, comme cela peut être le cas pour le contrôle

36. Cette partie ne traite pas la question d'acteurs différents soumettant des offres portant sur le même moyen physique.

des performances des services système, pourrait être envisagée si la granularité des données de comptage est insuffisante. À titre d'exemple, des données de comptage au pas 10 minutes ne permettent pas un suivi fin du profil de puissance livré par les fournisseurs de services d'ajustement. Dans ce cas, l'utilisation d'autres données permet de mieux contrôler les offres, et doit donc être prévue.

11.5 INCITER LES FOURNISSEURS DE SERVICES D'AJUSTEMENT À DÉCLARER LEURS INDISPONIBILITÉS EN AMONT DU TEMPS RÉEL

La centralisation de la gestion de la défaillance permet d'éviter la constitution de secours chez les fournisseurs de services d'ajustement qui conduiraient à exclure du marché une part trop importante de capacités. En conséquence, le régime de pénalité renvoie une incitation à déclarer les indisponibilités fortuites, permettant ainsi à RTE de trouver les parades pertinentes parmi l'ensemble des moyens à sa disposition.

11.6 ÉTUDIER L'OPPORTUNITÉ DE METTRE EN ŒUVRE UN DISPOSITIF DE PRÉQUALIFICATION TECHNIQUE POUR LA PARTICIPATION AU MARCHÉ D'AJUSTEMENT

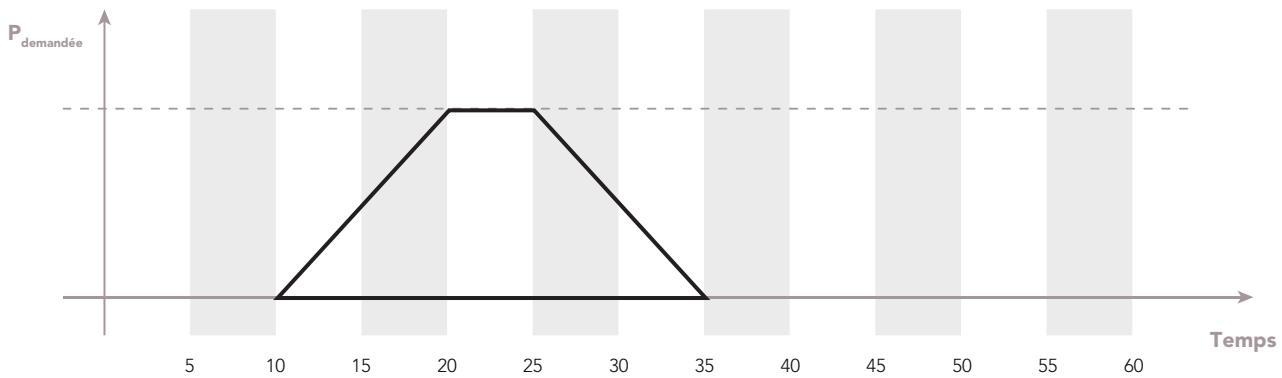
Aujourd'hui, la participation au mécanisme d'ajustement n'est pas conditionnée à une préqualification sauf dans le cas des effacements de consommation (la loi de 2015 instaure une reconnaissance des capacités techniques des opérateurs d'effacement) et pour la participation aux réserves (primaire, secondaire, rapide et complémentaire).

Le projet de règlement EB[37] prévoit la mise en œuvre d'un dispositif de préqualification pour la participation au marché d'ajustement, ce qui conduit à instruire la déclinaison de ce dispositif pour le cas d'espèce de la France. Il conviendra notamment de définir avec les acteurs de marché :

- les conditions techniques précises permettant la préqualification pour chacun des produits ;
- les conditions techniques de maintien d'une qualification ;
- le processus opérationnel d'obtention d'une préqualification ;
- le partage des coûts liés à ce processus de préqualification, notamment l'affectation des coûts des tests.

De manière générale, le dispositif de préqualification pourrait attester de la capacité à délivrer le profil de puissance standard attendu :

Figure 43 – Profil de puissance standard attendu pour la participation au marché d'ajustement



37. Article « *Role of balancing service providers* » du projet de règlement EB

Au-delà de la question de la mise en place d'un processus de préqualification pour les offres libres, RTE considère qu'un processus de préqualification est nécessaire pour toutes les capacités pouvant faire l'objet d'une valorisation capacitaire, étant donnée leur nature « assurantielle ». Les dispositifs de préqualification seront donc maintenus pour les capacités participant aux services système ou aux réserves rapide et complémentaire.

En cohérence avec les modalités définies par le règlement EB, les plateformes d'échange de produits standards rémunéreront les offres d'ajustement standards au prix marginal. Pour les offres d'ajustement spécifiques, RTE propose le maintien d'une rémunération au prix d'offre.

La bonne réalisation des ajustements doit être considérée comme un critère de performance technique et économique du marché d'ajustement : RTE propose de maintenir un contrôle du réalisé systématique pour s'en assurer.

Les modalités de valorisation des offres d'ajustement sont perfectibles et doivent être revues dans le cadre de la refonte du marché d'ajustement avec pour objectifs (i) de les harmoniser entre injection et soutirage, (ii) de renvoyer aux fournisseurs de services d'ajustement 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.

Conformément au règlement « Electricity Transmission System Operation » et au projet de règlement EB, RTE souhaite instruire l'opportunité d'une préqualification pour la participation au marché d'ajustement.

Chapitre 12
Principes de contractualisation des réserves entre GRT

L'équilibrage du système électrique français repose largement sur la présence d'offres d'ajustement libres, c'est-à-dire dont la disponibilité n'a pas fait l'objet d'une réservation *a priori* par le GRT. Ainsi, le volume de réserves contractualisées est limité par rapport aux autres pays européens *(cf. partie 1)* et porte sur des produits présentant des caractéristiques dynamiques très spécifiques. Ce faible volume de réserves contractualisées présente l'avantage de laisser davantage de capacités participer aux marchés et, ainsi, de moins influer sur les prix de marché.

Bien que leur volume soit limité, les réserves contractualisées jouent un rôle important en matière de formation des prix (les modes de répercussion des coûts de contractualisation sur les différents acteurs influent sur le signal véhiculé par les marchés et sur les incitations des acteurs à s'équilibrer) et de développement de la concurrence (les évolutions apportées aux modalités de contractualisation des réserves rapide et complémentaire ont permis l'émergence de nouveaux acteurs, dans un marché très concurrentiel). Par ailleurs, certaines évolutions dans la réglementation européenne pourraient se traduire, si elles conduisent *de jure* ou *de facto* à modifier certaines caractéristiques des mécanismes actuellement en vigueur en France (programmation étendue et fiable, approche proactive, modèle « marges »), par une augmentation du volume de réserves automatiques ou manuelles contractualisées.

Pour toutes ces raisons, la façon dont le GRT entend à l'avenir contractualiser certaines réserves revêt des enjeux réels. Le présent chapitre détaille les orientations proposées à ce sujet.

La mise en œuvre du règlement EB en France devra s'accompagner d'une évolution du processus de contractualisation des capacités, concernant notamment (i) le maintien d'une cohérence avec les produits utilisés pour l'équilibrage, (ii) l'échéance de contractualisation et (iii) la possibilité de mener des contractualisations transfrontalières et de mettre en œuvre des modalités de partage de réserves entre GRT (« sharing »).

12.1 STANDARDISATION DES OFFRES POUR LA PARTICIPATION À LA CONTRACTUALISATION DES RÉSERVES

Aujourd'hui, RTE contractualise (hors réserve primaire) des produits de réserve secondaire, de réserve rapide et de réserve complémentaire dont les caractéristiques sont différentes des produits standards énergie qui seront vraisemblablement retenus par ENTSO-E. Les modes de contractualisation de la réserve sont ainsi également concernés par la réflexion sur les produits standards présentée au chapitre 10.

RTE propose de faire progressivement évoluer son dispositif de contractualisation afin de rapprocher les attributs des produits contractualisés vers ceux des produits standards en énergie, ou, *a minima,* de permettre aux capacités réservées d'être offertes en tant que produit standard énergie. Ces évolutions auront pour finalité d'augmenter la liquidité des produits utilisés pour l'équilibrage du système électrique. Elles conduisent ainsi à une évolution des caractéristiques actuelles des produits (réserve rapide/complémentaire et réserve secondaire).

12.2 MAINTIEN D'UN CADRE FAVORISANT LA CONCURRENCE ET D'UN SIGNAL D'INVESTISSEMENT PERTINENT

Les différentes formes de contractualisation de la réserve, et notamment des réserves rapides et complémentaires ou de contrats spécifiques pour les effacements de consommation, ont déjà fait l'objet de nombreux débats en France, et sont traduits dans une abondante littérature technique.

12.2.1 Rôle des agrégateurs de flexibilité

Le premier point porte sur le rôle des agrégateurs de flexibilité, dont il a été montré au chapitre 2 qu'ils jouaient un rôle important dans le marché français. Cela s'applique également à la réserve : les agrégateurs sont en concurrence en amont pour l'accès aux gisements de flexibilité (consommateurs effaçables, groupes électrogènes, centrales de cogénération), avant d'être également concurrents en aval pour l'accès aux débouchés (sur les marchés et les appels d'offres menés par RTE).

Ces modalités ont conduits à un haut degré de concurrence : chaque année, la contractualisation des réserves rapide et complémentaire par RTE conduit ainsi à une réallocation de certaines capacités entre agrégateurs de flexibilité, et à une évolution des parts de marché. Du point de vue du système électrique, cette concurrence a conduit à une forte diminution des coûts de contractualisation *(cf. figure 44)*.

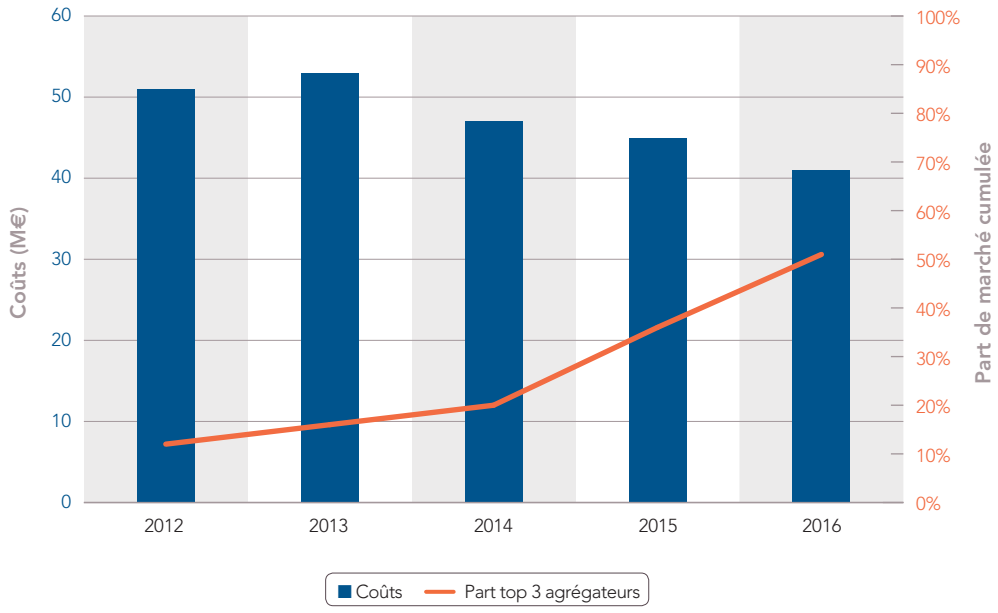
12.2.2 Modalités de rémunération des offres de capacité

Le second point porte sur les méthodes de rémunération des offres de capacité. Historiquement organisée autour d'un paiement au prix d'offre *(pay as bid)*, la réservation de la réserve rapide et complémentaire a évolué en 2015 vers une rémunération au prix marginal *(pay as cleared)*, suivant le retour d'expérience acquis au sujet des procédures spécifiques de contractualisation de capacités d'effacement : le passage au prix marginal s'était avéré très favorable au développement de la concurrence et avait permis l'émergence de nouveaux acteurs. Deux ans après la mise en œuvre de ces modalités de contractualisation, le retour d'expérience est également positif : le passage au prix marginal permet de disposer d'un prix unique et connu de tous, permettant la participation de nouvelles capacités, contribuant *in fine* à la performance de la contractualisation.

Toutefois, certains marchés, comme celui de la réserve secondaire, ne disposent pas des prérequis nécessaires à la mise en œuvre d'une rémunération au prix marginal, notamment en ce qui concerne la liquidité. Le passage vers une rémunération au prix marginal ne serait donc ni systématique, ni immédiat.

Sur cette base, RTE considère que les offres de capacité pourront être rémunérées au prix marginal sur les marchés de réserves matures et pour lesquels une concurrence effective existe.

Figure 44 – Coût annuel de contractualisation des réserves rapide et complémentaire, et part des trois agrégateurs de flexibilités les plus importants



12.3 AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ DES CONTRACTUALISATIONS DE CAPACITÉ

12.3.1 Échéance de contractualisation

Les produits de réserves manuelles sont aujourd'hui contractualisés annuellement : un appel d'offres est conduit chaque année pour allouer les capacités de réserve sur chaque période hebdomadaire (jours ouvrés et jours non-ouvrés distincts) pour une année complète. Les discussions menées en France n'ont jamais conduit à remettre en cause cette périodicité : là où certains acteurs souhaitent des échéances de contractualisation plus resserrées, d'autres favorisent des échéances plus espacées, potentiellement de plusieurs années. S'agissant des effacements de consommation, la loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité avait introduit, à la demande de certains opérateurs d'effacement, la possibilité de contractualisation pluriannuelle (sur 3 ans), mais ce dispositif n'a en pratique pas livré de résultats convaincants (les opérateurs étant réticents à s'engager sur des durées longues), et les normes de contractualisation ont depuis été ramenées à l'échéance annuelle.

Le projet de règlement EB prévoit cependant que la contractualisation doit s'effectuer plus proche du temps réel, au maximum 1 mois avant la période d'engagement[38].

Pour RTE, la structure de coût ou la disponibilité de certaines capacités offertes en réserve permettent d'identifier une plus-value à la contractualisation journalière. Cela concerne notamment les capacités compétitives sur le marché de l'énergie (leur coût de réservation correspond à une perte d'opportunité sur les marchés dont la valeur n'est connue avec certitude qu'à l'approche de l'échéance) et les capacités dont la disponibilité dépend des conditions météorologiques (notamment les énergies renouvelables, certaines capacités de production ou de flexibilité de consommateurs).

Dans le même temps, d'autres types de capacité présentent des conditions (structure de coût, exploitation par de petites structures) qui plaident pour une contractualisation moyen-terme. Certains acteurs, notamment certains consommateurs industriels, demandent par exemple des échéances longues en soutenant que des investissements potentiellement importants sont nécessaires pour faire participer certaines capacités aux réserves (mise aux normes d'unités de cogénération sortant des dispositifs de soutien ou adaptation de l'outil industriel de certaines usines pour pouvoir réaliser des effacements de consommation par exemple) et que des échéances de contractualisation longues permettent plus aisément de financer ces opérations.

La possibilité de contractualiser sur le long terme présente des intérêts aux yeux de RTE si elle permet effectivement de diminuer les coûts de constitution des réserves (par exemple en faisant baisser les primes de risques exigées par les financeurs). RTE propose d'étudier, en concertation avec les acteurs de marché, la possibilité de scinder certaines contractualisations en (i) une part annuelle portant sur x % du volume et (ii) une part journalière portant sur (100-x) % du volume. Comme l'autorise le projet de règlement EB, RTE pourrait ainsi, à condition d'en démontrer l'intérêt économique, proposer de déroger aux modalités nominales de contractualisation qui précisent que cette dernière ne peut être faite plus d'un mois à l'avance[39].

Par ailleurs, le maintien d'un mécanisme de transfert d'obligation (marché secondaire des réserves) et son extension transfrontalière devra permettre une allocation et une gestion des fortuits optimales.

12.3.2 Élargissement du périmètre de contractualisation pour une allocation optimale

Aujourd'hui en Europe, la contractualisation des réserves s'exerce le plus souvent à la maille nationale. À ce jour, un unique dispositif transfrontalier est en vigueur en France : les acteurs français peuvent participer aux réservations de capacité organisées par Elia en Belgique pour la réserve primaire (possibilités d'export). Les imports de réserve primaire ne sont cependant pas possibles, malgré les demandes effectuées par RTE en ce sens.

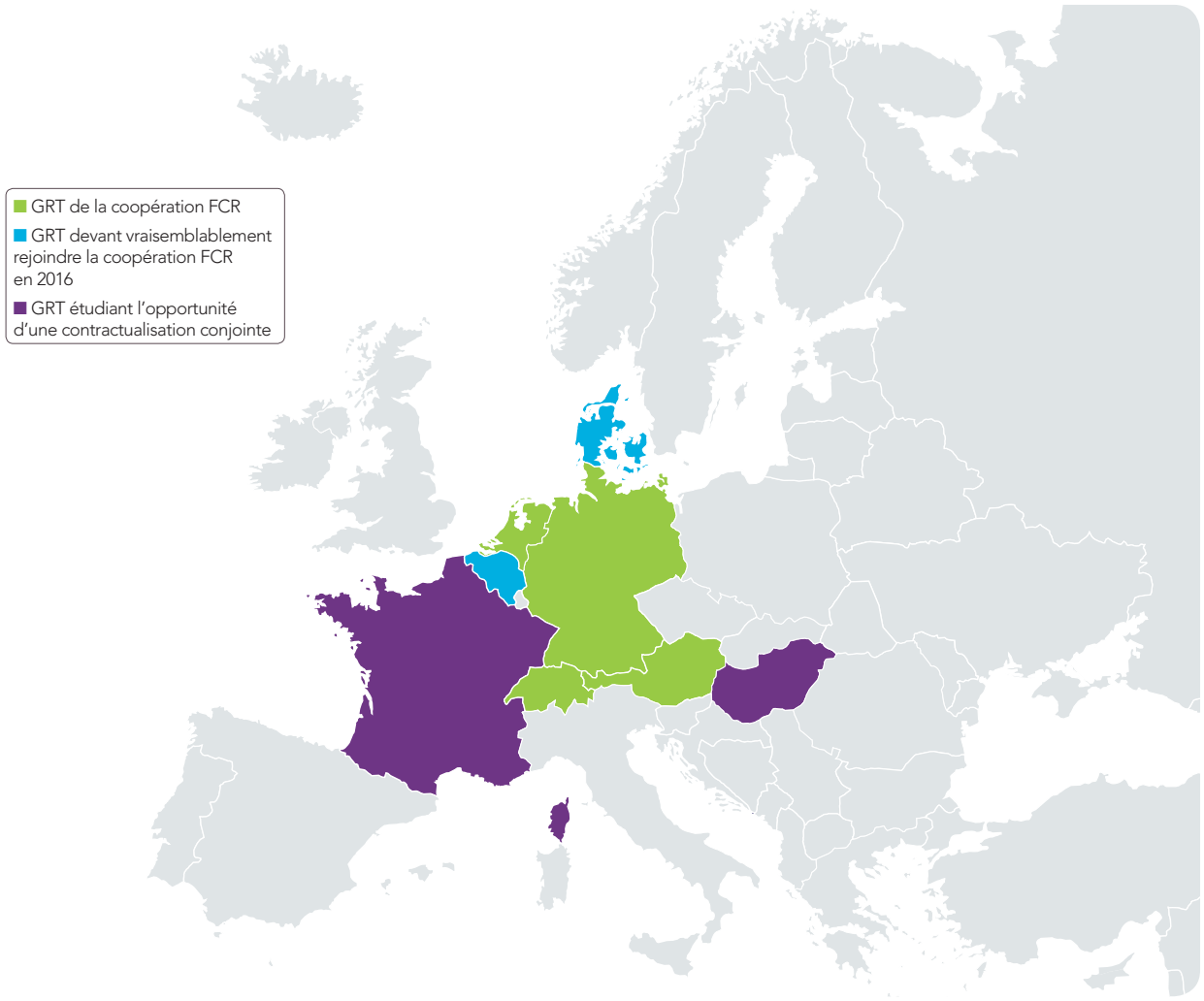
L'élargissement des zones de contractualisation constitue pourtant une perspective séduisante : elle accroît la taille du marché pertinent et favorise le développement de la concurrence. Des dispositions spécifiques ont été introduites dans le projet de règlement EB avec notamment le principe d'une réservation de capacités transfrontalières

38. Article « *General provisions* » du chapitre « *Procurement of balancing capacity* » du projet de règlement EB
39. Article « *General provisions* » du chapitre « *Procurement of balancing capacity* » du projet de règlement EB

d'interconnexion pour des échanges de réserve[40] (ce qui était auparavant impossible), et des travaux ont commencé entre gestionnaires de réseau pour plusieurs produits.

Par ailleurs, un travail spécifique a été lancé en France pour la réserve primaire (« FCR »). Après plusieurs mois de concertation, RTE a remis le 22 février 2016 à la CRE un rapport dans lequel il recommande une contractualisation conjointe de la réserve primaire avec l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, le Danemark, les Pays-Bas et la Suisse dans le cadre de la coopération FCR. Des réunions techniques ont eu lieu depuis mi-2015 entre les GRT et les autorités de régulation concernées. Ces réunions ont permis d'évaluer les enjeux de l'harmonisation en matière de gouvernance, de modalités économiques et de définition des produits. La CRE a délibéré pour orientations le 2 juin 2016 en indiquant être favorable à la mise en place de modalités de contractualisation partagée avec RTE à cette coopération en janvier 2017[41]. Le retour d'expérience sur ces travaux sera utile pour évaluer les résultats d'une telle contractualisation commune et de les comparer aux coûts associés. En revanche, ces travaux n'abordent pas la question de la réservation des capacités aux interconnexions : les échanges de FCR entre pays peuvent se dérouler sans réservation spécifique, au contraire des capacités de FRR et RR. Dans sa délibération du 2 juin 2016, la CRE demande à RTE de lui transmettre au plus tard le 1er avril 2017 un rapport concernant les modalités de réservation des capacités d'interconnexion pour les échanges transfrontaliers de capacité d'ajustement.

Figure 45 – Périmètre de la coopération FCR



40. Titre « *Cross-Zonal capacity for balancing services* » du projet de règlement EB

41. http://www.cre.fr/documents/deliberations/orientation/services-systeme-frequence-puissance/consulter-la-deliberation

De manière générale, pour que la concurrence s'effectue de manière équitable entre toutes les capacités (raccordées en France ou à l'étranger), celles raccordées en France doivent pouvoir participer aux contractualisations de capacités lancées par les GRT européens afin de bénéficier, elles aussi, d'opportunités d'export.

12.3.3 La mutualisation de réserves pourrait être envisagée à terme

Le partage ou « sharing » de réserves au sens des règlements européens, permet aux GRT de mutualiser leurs réserves contractualisées pour en réduire le volume total. Cette pratique est autorisée par le règlement « Electricity Transmission System Operation » et est susceptible d'être favorisée par les institutions européennes.

Cette mutualisation permet de diminuer les coûts de constitution des réserves mais nécessite de respecter plusieurs prérequis. Premièrement, les GRT doivent avoir mis en place une contractualisation commune et une réservation des capacités d'interconnexion adaptée : il reste néanmoins nécessaire, pour chaque GRT, de contractualiser une partie des réserves localement. Deuxièmement, les GRT doivent définir des procédures conjointes de gestion des aléas majeurs et des situations critiques (processus lors des découplages).

RTE propose d'étudier la mise en place d'une mutualisation des réserves lorsque le premier prérequis sera rempli ou en passe de l'être.

Le processus de contractualisation de réserves rapide et complémentaire a permis d'accroître la concurrence. 9 acteurs de marché se partagent aujourd'hui le marché, dont 3 disposant d'une part de marché globale proche de 50 %.

Dans la continuité des évolutions réalisées, les offres de capacité pourront être rémunérées au prix marginal sur les marchés matures et donnant lieu à une concurrence effective entre les acteurs de marché.

En application du projet de règlement EB, la contractualisation des capacités d'ajustement s'effectuera sur des échéances plus resserrées qu'aujourd'hui. Pour autant, RTE considère qu'une contractualisation de capacités d'ajustement uniquement court terme ne permet pas de sécuriser les investissements dans de nouvelles flexibilités et prévoit de conserver une part de contractualisation à moyen terme. Les modalités précises de répartition entre les différentes échéances de contractualisation restent à instruire.

Enfin, l'européanisation de la contractualisation des réserves permettra de réduire les coûts pour la collectivité du fait d'une compétition à l'échelle européenne, d'une meilleure allocation des capacités et des possibilités de « sharing ». RTE sera moteur dans cette démarche et propose d'instruire, en cohérence avec les principes proposés par le projet de règlement EB, la question de la réservation des capacités d'interconnexion pour les échanges transfrontaliers de capacité d'ajustement.

Chapitre 13
Constitution des offres et périmètres d'agrégation

Un volume d'offres d'ajustement important constitue une condition essentielle à l'obtention d'un marché d'ajustement (capacité et énergie) liquide et économiquement efficace. Sécuriser ce volume de flexibilités nécessite une diversification des sources d'offres résultant d'une part, de l'adaptation des processus industriels et de l'investissement dans les nouvelles technologies (à la main des fournisseurs de services d'ajustement et/ou opérateurs d'effacement), et, d'autre part, d'une adaptation du cadre réglementaire en vigueur.

RTE, au cours des quatre dernières années, a mis en œuvre de nombreuses mesures pour favoriser cette diversification, notamment au travers de :

- l'abaissement du seuil de participation au mécanisme d'ajustement (de 10 MW à 1 MW) ;
- l'ouverture à la participation des consommateurs et agrégateurs à l'ensemble des mécanismes de marché (capacité ou énergie) ;
- l'ouverture à la participation des flexibilités raccordées aux réseaux publics de distribution à l'ensemble des mécanismes de marché ;
- la mise en place d'un dispositif autorisant les échanges de réserves entre acteurs de marché pour les services système, la réserve rapide et la réserve complémentaire ;
- la possibilité pour les producteurs, consommateurs ou agrégateurs de fournir des services système de manière dissymétrique ;
- la mise en place d'un cadre expérimental pour la participation des moyens de stockage aux services système.

Pour pérenniser la diversité des flexibilités participant au marché d'ajustement, les travaux sur la constitution des capacités et des offres d'ajustement devront se poursuivre à l'avenir.

13.1 FACILITER LA CONSTITUTION DES PÉRIMÈTRES ET DES OFFRES D'AJUSTEMENT

13.1.1 Fonctionnement et dynamique actuels

Aujourd'hui la fourniture de services d'ajustement est assurée par deux types d'acteurs en France, les acteurs d'ajustement pour la fourniture d'offres sur le mécanisme d'ajustement et les responsables de réserve pour la fourniture de réserves primaire et secondaire de fréquence. Ces derniers, consommateurs, producteurs ou encore agrégateurs, disposent d'un périmètre distinct pour l'ajustement (dénommé périmètre d'ajustement) et pour le réglage primaire et secondaire de fréquence (dénommé périmètre de réserve), qu'ils peuvent faire évoluer mensuellement.

Chacun de ces périmètres correspond à un ensemble d'entités, elles-mêmes constituées de réunions de sites de consommation, de groupes de production raccordés au réseau public de transport ou encore d'ensembles de groupes de production raccordés au réseau public de distribution. Chaque entité représente ainsi un périmètre fixe dans le temps (composé d'une flexibilité ou d'un ensemble de flexibilités) dont la localisation est connue ex-ante par RTE.

Les acteurs d'ajustement mettent quotidiennement à disposition de RTE des offres d'ajustement :

- implicites pour les groupes de production raccordés au réseau public de transport (et éventuellement de distribution). Les flexibilités à la hausse (respectivement à la baisse) sont implicitement construites par RTE à partir des programmes de puissance active, une description fine des caractéristiques techniques de chaque groupe et un prix d'offre ;
- explicites pour les consommateurs et la majorité des groupes de production raccordés au réseau public de distribution. Les flexibilités à la hausse (respectivement à la baisse) sont dans ce cas proposées à RTE de manière directe au travers d'une offre d'ajustement à

la hausse (respectivement à la baisse) avec un volume, des conditions techniques d'utilisation et un prix d'offre.

D'une part, chaque offre d'ajustement est reliée à une entité et une entité est associée à une unique offre d'ajustement à la hausse et une unique offre d'ajustement à la baisse sur une plage temporelle donnée (hors offres complémentaires et exceptionnelles, utilisables uniquement lorsque les conditions de marchés sont dégradées). À titre d'exemple, il n'est pas possible pour un acteur d'ajustement de transmettre les deux offres d'ajustement suivantes à RTE :

- offre d'ajustement sur le site A à 100 €/MWh et DMO = 15 min ;
- offre d'ajustement sur le même site A à 50 €/MWh et DMO = 30 min.

D'autre part, un même site ne peut appartenir qu'à une seule entité. Ainsi, un site donné ne peut proposer qu'une offre à la hausse et qu'une offre à la baisse au sein d'une unique entité.

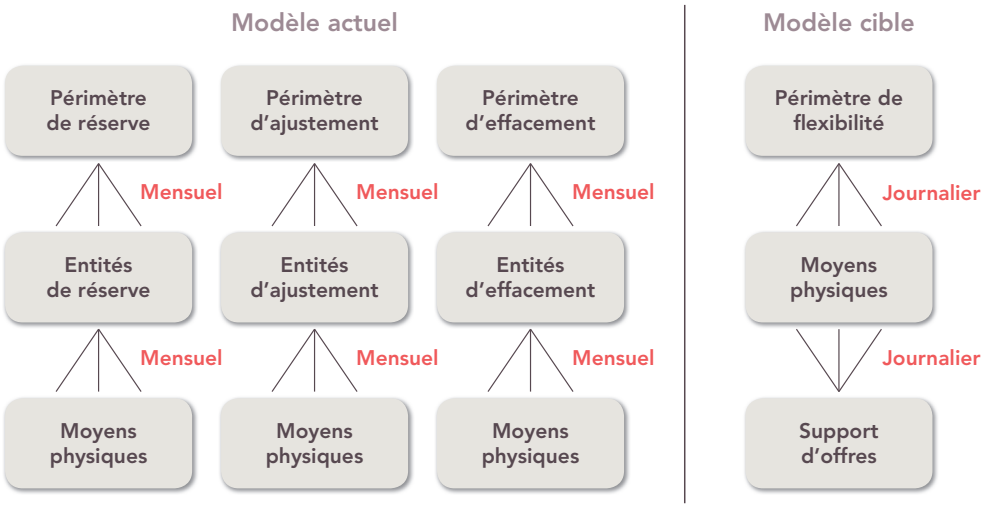
Par ailleurs, les responsables de réserve soumettent quotidiennement à RTE des programmes de réserves primaire et secondaire de fréquence. Cette programmation est effectuée sur le même périmètre que la programmation en puissance active. En conséquence, il n'est pas possible à ce jour pour un responsable de réserve disposant de moyens de production dans son périmètre d'offrir de la réserve primaire, ou de la réserve secondaire à une maille différente de la maille utilisée pour la programmation de la puissance active.

13.1.2 Constitution des périmètres entre mécanismes : vers une gestion harmonisée et plus dynamique

Dans la même logique que celle exposée supra avec l'adoption d'un rôle unique – fournisseur de services d'ajustement – pour la mise à disposition et la valorisation de flexibilités (réserve ou énergie) auprès d'un GRT, RTE propose d'adapter les périmètres contractuels associés. Ainsi, les périmètres d'ajustement, de réserve et d'effacement[42] pourraient être regroupés au sein d'un périmètre unique dénommé « périmètre de flexibilités » composé de l'ensemble des flexibilités (production, consommation) sur lesquelles le fournisseur de services d'ajustement et/ou l'opérateur d'effacement peuvent agir. Ces évolutions permettront une harmonisation des modalités de gestion des périmètres entre les différents mécanismes de marché et une simplification opérationnelle pour les acteurs, qui n'auront alors plus qu'un seul périmètre à gérer.

La fréquence de mise à jour du périmètre de flexibilité pourrait également passer de mensuelle à journalière dans ce soucis de favoriser la souplesse des modes de constitution des agrégats[43].

Figure 46 – Modélisation actuelle des périmètres et modélisation cible



42. Dans les règles NEBEF, un opérateur d'effacement possède un périmètre d'effacement constitué d'entités d'effacement, elles-mêmes constituées de sites. Le périmètre d'un acteur est figé pour un mois.

43. Sous réserve d'une notification de l'évolution par le fournisseur de services d'ajustement et/ou opérateur d'effacement une dizaine de jours ouvrés à l'avance.

Enfin, afin de permettre une plus grande flexibilité dans la constitution des agrégats de moyens physiques (sites de consommation ou groupes de production) rattachés à une offre, RTE propose de définir directement le périmètre de flexibilités comme un ensemble de moyens physiques et d'abandonner la notion d'entités (elles-mêmes composées d'un ensemble de flexibilités) actuellement présente dans les règles. Les agrégats de moyens physiques permettant de formuler des offres, c'est-à-dire les supports d'offres, seraient alors constitués de manière journalière et mutualisés entre plusieurs processus (i.e. un même agrégat peut servir à la fois de support pour la fourniture d'un produit standard de mFRR et celle d'un produit standard d'aFRR).

13.1.3 Agrégation de sites présentant des caractéristiques différentes au sein d'un support d'offres

En matière d'agrégation des flexibilités, la France a déjà mis en place un programme très ambitieux au travers du « multi-tout », pour les sites de consommation. Ces modalités d'agrégation devront être reconsidérées au moment de la mise en œuvre du règlement EB.

Le projet de règlement EB confie la responsabilité de la formation des offres d'ajustement aux acteurs de marché et impose des caractéristiques techniques standards afin de faciliter les échanges d'énergie d'ajustement entre GRT et d'assurer une plus grande liquidité sur le marché d'ajustement.

Le projet de règlement EB ne permet donc pas de partager les offres d'ajustement formulées selon la modélisation implicite actuellement en vigueur sur le mécanisme d'ajustement pour l'équilibrage du système électrique. Il n'impose néanmoins pas la maille à laquelle les offres d'ajustement peuvent être formulées et mises à disposition par les fournisseurs de services d'ajustement au GRT.

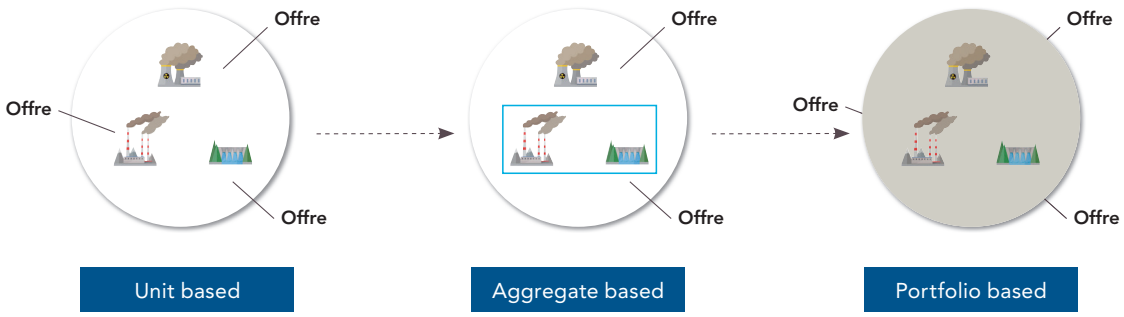
Dès lors, trois options existent pour la définition du support des offres d'ajustement :

- **formulation des offres à une maille unitaire dite « unit based »** (appliquée notamment au Royaume-Uni, en Italie, en Espagne) consistant pour le fournisseur de services d'ajustement à offrir ses flexibilités une à une (modèle en vigueur en France pour les groupes de production raccordés au RPT) ;
- **formulation des offres à une maille agrégée dite « aggregate based »** consistant pour le fournisseur de services d'ajustement à offrir des sous-ensembles de son périmètre de flexibilités (modèle en vigueur en France pour les sites de consommation et les sites de production raccordés à un réseau public de distribution) ;
- **formulation des offres à une maille portefeuille dite « portfolio based »** consistant pour le fournisseur de services d'ajustement à formuler des offres sur l'ensemble de son périmètre de flexibilités (modèle en vigueur en Allemagne, Autriche, Suisse notamment).

Si la maille portefeuille dite « portfolio based » permet à un fournisseur de services d'ajustement de répartir un ordre d'ajustement comme il le souhaite dans son périmètre en fonction des contraintes techniques et des conditions économiques de chacune de ses flexibilités en temps réel, elle ne permet néanmoins pas :

- à RTE de garantir la gestion des flux sur le réseau dans la mesure où il n'a pas connaissance de la localisation de la puissance mise à disposition ;
- aux fournisseurs de services d'ajustement indépendants des RE de formuler des offres sur les sites actifs

Figure 47 – Représentation graphique des différentes options existant pour la définition du support des offres d'ajustement



sans risquer d'être responsables des variations naturelles des sites intégrés à leur périmètre et non actifs.

Afin de faciliter la mise à disposition d'offres aux caractéristiques standards par les fournisseurs de services d'ajustement sans remettre en cause la sûreté du système électrique, RTE propose ainsi d'utiliser le modèle agrégé pour la constitution des supports d'offres standards. La constitution de l'agrégat correspondant à une offre, c'est-à-dire la constitution du support d'offre, sera soumise au respect de règles (limitation de puissance unitaire des moyens, de puissance de l'agrégat, de localisation) qui seront définies en concertation avec les acteurs de marché et les gestionnaires de réseau de distribution. En d'autres termes, RTE souhaite offrir aux acteurs les possibilités les plus étendues possibles d'agrégation, tout en conservant une visibilité détaillée sur les flexibilités qui composent ces offres de manière à garantir la performance du modèle selon les lignes exposées en partie 1.

13.2 ÊTRE EN MESURE D'OFFRIR UNE MÊME FLEXIBILITÉ AU SEIN DE PLUSIEURS OFFRES

La possibilité, pour un fournisseur de services d'ajustement, d'offrir une même flexibilité au sein de plusieurs offres a déjà fait l'objet de discussions en France au sein des instances de concertation animées par RTE. Le passage à des offres explicites devrait conduire à réexaminer les réponses apportées.

RTE propose d'offrir la possibilité aux fournisseurs de services d'ajustement de formuler plusieurs offres sur une même flexibilité, afin, d'une part, d'autoriser la valorisation d'une même flexibilité sur plusieurs produits et, d'autre part, de permettre aux producteurs de traduire leurs différents paliers de production au travers d'offres explicites.

Dès lors, une flexibilité disposant d'un délai de mobilisation effectif égal à 10 minutes pourrait être offerte par un fournisseur de services d'ajustement sur chacune des plateformes d'échange de produits standards. Il reviendra au fournisseur de services d'ajustement de mettre à jour ses offres d'ajustement dès lors qu'une de ces offres est activée au sein d'une liste de préséance économique commune, afin de pouvoir toujours garantir la fermeté de ses autres offres.

13.3 MAINTENIR DES OFFRES SPÉCIFIQUES POUR TOUTES LES FLEXIBILITÉS

Le choix de privilégier la définition d'un nombre très restreint de produits standards au niveau européen, favorisé par les institutions européennes en ce qu'il devrait permettre l'émergence d'un marché d'ajustement liquide, aura pour corollaire le maintien de produits spécifiques *(cf. chapitre 10)*. Ces offres permettront en effet de formuler des contraintes d'utilisation que les offres d'ajustement standards ne peuvent pas refléter, comme par exemple l'énergie maximale disponible quotidiennement, la durée maximale d'utilisation, la durée minimale d'utilisation, le délai de mobilisation réel, le délai de neutralisation entre activations.

La formulation d'offres d'ajustement spécifiques (explicites ou implicites) pour toutes les flexibilités devrait donc être maintenue. Ce type d'offre permettra (i) à RTE d'utiliser ces flexibilités pour toutes les autres finalités que l'équilibrage : reconstitution des marges et des services système et gestion des flux sur le réseau et (ii) aux flexibilités qui ne pourront pas proposer des produits standards, de continuer à proposer leurs flexibilités sur le marché d'ajustement.

Cette orientation présente également des inconvénients. En premier lieu, elle conduit à définir deux processus de dépôt d'offres pour les fournisseurs de service d'ajustement. En second lieu elle oblige RTE à devoir assurer la cohérence de ces deux processus de dépôt d'offres.

À ce stade, il apparaît pour RTE que la coexistence de ces deux processus – offres spécifiques (implicites et explicites) d'une part et offres standards d'autres part – génère des complexités opérationnelles inférieures aux gains liés à la participation active à un marché d'ajustement européen. Pour autant, il conviendra de vérifier que cette hypothèse est bien remplie en pratique à des moments clés dans la déclinaison du règlement EB.

13.4 SUPPRIMER DES PLAGES DE PRIX POUR LES OFFRES D'AJUSTEMENT STANDARDS

Le partage d'offres aux caractéristiques standards tel que prévu par le projet de règlement EB entraîne la suppression des plages de prix[44] en vigueur aujourd'hui pour toutes les offres formulées sur le mécanisme d'ajustement. RTE propose ainsi que l'ensemble des offres d'ajustement standards soient formulées sur la base d'un prix d'offre défini au pas demi-horaire ou quart-horaire. Concernant les offres spécifiques (implicites et explicites), le maintien des plages de prix sera nécessaire dans un premier temps. Dans un second temps, RTE envisage de poursuivre les discussions ayant eu lieu au sein du groupe de travail « souplesse des EDA », pour identifier si un besoin d'évolution est nécessaire, compte tenu des possibilités qui seront offertes par les offres d'ajustement standards.

La liquidité du marché d'ajustement est un élément essentiel à l'efficacité du processus d'équilibrage du système électrique. Un travail en profondeur de réforme du marché d'ajustement a déjà été réalisé afin d'assurer une telle liquidité *(cf. partie 1).* Il s'agit de l'un des points forts du système mis en place en France.

RTE souhaite que ces travaux soient encore approfondis et propose notamment (i) d'harmoniser les modalités de gestion des périmètres entre les différents mécanismes de marché permettant de valoriser de la flexibilité, (ii) de passer à une mise à jour journalière desdits périmètres, (iii) d'assouplir les modalités d'agrégation au sein d'un support d'offres et (iv) de disposer d'agrégats pouvant servir de support à plusieurs offres d'ajustement.

Ces assouplissements ne devront toutefois pas remettre en cause la capacité de RTE à gérer finement les flux sur le réseau afin de garantir la sûreté du système.

44. Sous-période d'une journée. Les plages de prix sont au nombre de 6 et sont définies par les horaires suivants : [0h00 ;06h00[; [06h00 ;11h00[; [11h00 ;14h00[; [14h00 ;17h00[; [17h00 ;20h00[; [20h00 ;24h00[

Chapitre 14
Participation des énergies renouvelables intermittentes

Le développement des énergies renouvelables (ci-après « ENR ») et leur insertion au sein du système électrique représentent un des enjeux majeurs de la transition énergétique. Accompagner ce développement nécessite de revoir le fonctionnement des marchés de l'électricité pour qu'ils soient en mesure de renvoyer des incitations économiques pertinentes aux producteurs ENR et, plus largement, de garantir que les signaux économiques renvoyés par les mécanismes de marché soient compatibles avec les besoins physiques du système électrique[45].

En effet, la commandabilité de la production éolienne, le pilotage des centrales biogaz ou encore la modulation de la production décentralisée constituent des « nouvelles flexibilités » émergeant au sein du système électrique aux côtés des « flexibilités historiques » que sont les barrages hydroélectriques, les stations de transfert d'énergie par pompage et les groupes thermiques dispatchables raccordés au réseau public de transport. Ces nouveaux leviers sont susceptibles d'apporter une réponse techniquement pertinente aux besoins de flexibilité du système électrique. Il est donc utile que certaines de ces unités puissent participer directement et de manière volontaire au marché d'ajustement (réglage primaire et secondaire, offres d'ajustement manuelles) lorsqu'il existe une opportunité commerciale associée à cette participation. Pour cela, des évolutions des règles de marché peuvent être nécessaires.

Le chapitre 5 a présenté les discussions en cours ou à venir, qui conduiront à revoir le fonctionnement des mécanismes de marché de court-terme pour répondre à cet enjeu. Il s'agit en particulier de la déclinaison des dispositions de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte au niveau français (national et territorial) et du paquet d'hiver en cours de préparation par la Commission européenne.

Afin d'alimenter ces discussions et de contribuer à la structuration du débat, le présent chapitre du livre vert fournit de premiers éléments quantitatifs quant à l'intérêt économique associé à une participation accrue des ENR au marché d'ajustement. Ces études seront approfondies dans le cadre du livre blanc.

Il identifie également des pistes d'évolution du cadre de régulation pouvant concrètement permettre une meilleure intégration des ENR au marché d'ajustement.

Au-delà de la participation effective des ENR aux mécanismes de marché, l'accroissement significatif de la part de production ENR (et en particulier de production fatale décentralisée) dans le mix électrique nécessite de disposer de la part des exploitants de davantage d'information pour piloter le système électrique et pour conserver la performance du modèle actuel en matière de coût pour le consommateur. Il s'agit en particulier de permettre au GRT de disposer d'une information pertinente concernant les flux sur le réseau afin de préparer l'exploitation du réseau en conséquence et de dimensionner les réserves nécessaires au bon fonctionnement du système électrique. En ce sens, et au fur et à mesure que les ENR occupent une place accrue dans le fonctionnement du système électrique, il semble naturel de faire évoluer le dispositif de programmation pour que ce dernier soit le plus adapté possible au parc de production tout en conservant sa performance actuel. Le présent chapitre traite également de ces questions.

45. Cette révision du fonctionnement des marches de l'électricité est également la suite logique des travaux réalisés au cours des dernières années afin de modifier les mécanismes de soutien aux ENR afin de responsabiliser les producteurs ENR quant à leur impact sur les marchés (en particulier dans le cadre des lignes directrices relatives aux aides d'État dans le secteur de l'environnement et de l'énergie adoptées en 2014).

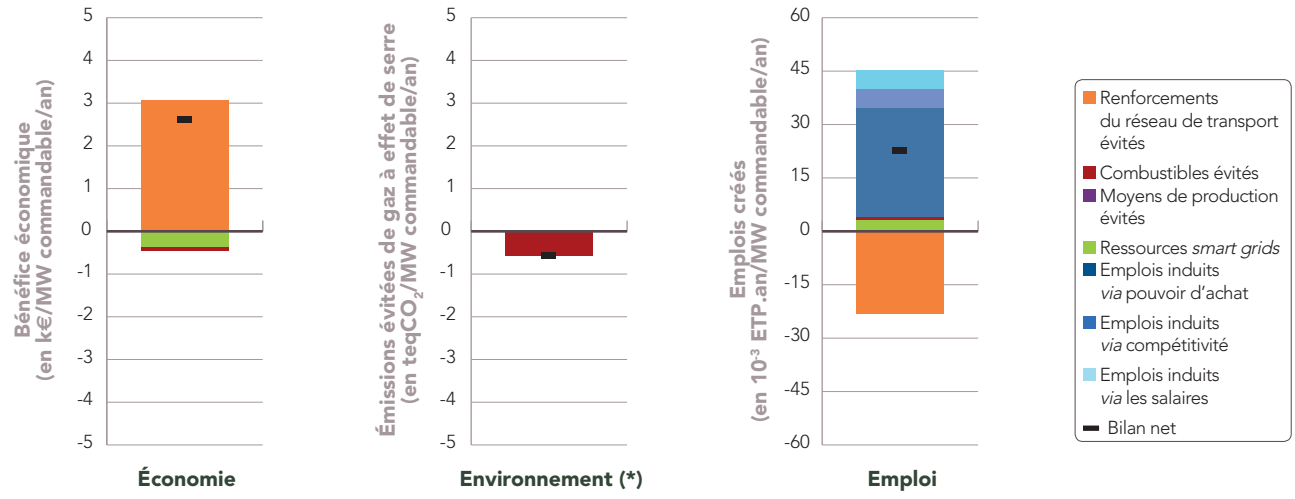
14.1 IL EXISTE UN INTÉRÊT ÉCONOMIQUE À LA PARTICIPATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES À L'AJUSTEMENT

Réserver de la puissance d'une centrale pour permettre à RTE d'effectuer des actions d'ajustement à la hausse implique pour cette centrale de produire statistiquement moins d'énergie puisque la réserve à la hausse n'est pas systématiquement sollicitée. En règle générale, il est donc préférable que les centrales présentant les coûts marginaux les plus élevés assurent les réserves « à la hausse » et que les ENR fatales, qui présentent des coûts marginaux faibles voire nuls, fonctionnent au maximum de leur disponibilité.

Ce constat ne condamne pas pour autant la participation des groupes de production ENR à l'ajustement ; au contraire, ainsi qu'en témoigne l'intérêt de plusieurs producteurs et agrégateurs de production ENR[46], elle peut être particulièrement pertinente dans certains cas. On peut par exemple citer les suivants :

- la sollicitation au titre des réglages automatiques est nulle en moyenne et certains **moyens fatals disposant de la possibilité de stocker** de l'énergie très temporairement (par exemple pour certains barrages au fil de l'eau) et peuvent donc participer aux services système de fréquence à coût pratiquement nul ;
- les **moyens renouvelables thermiques** utilisent du combustible éventuellement coûteux et pourraient donc, dans certaines situations, assurer la réserve à la hausse de manière compétitive ;
- les moyens fatals peuvent participer à l'ajustement **à la baisse** car (i) les contraintes techniques (« butée de baisse ») de certains groupes thermiques se traduisent par des coûts marginaux d'ajustement négatifs (donc des offres à prix fortement négatif vis-à-vis desquelles les offres des producteurs pour l'ajustement à la baisse de moyens fatals peuvent être compétitives compte-tenu d'une flexibilité plus importante) et (ii), même si la probabilité de les utiliser effectivement à cette fin est relativement faible, la mise à disposition de la capacité peut avoir de la valeur ;
- enfin, les énergies renouvelables pourraient **participer à la gestion des congestions** sur le réseau, dans les cas où RTE procède à des actions de *redispatching* par l'intermédiaire du marché d'ajustement. Dans la mesure où il s'agit d'actions géographiquement ciblées, les options à la disposition du gestionnaire de réseau sont souvent limitées, et disposer de leviers d'action sur les moyens renouvelables situés dans certaines zones peut donc avoir une valeur importante.

Figure 48 – Valorisation socio-économique de la commandabilité de la production éolienne pour la gestion des congestions du réseau de transport - *Scénario « Nouveau Mix 2030 »*

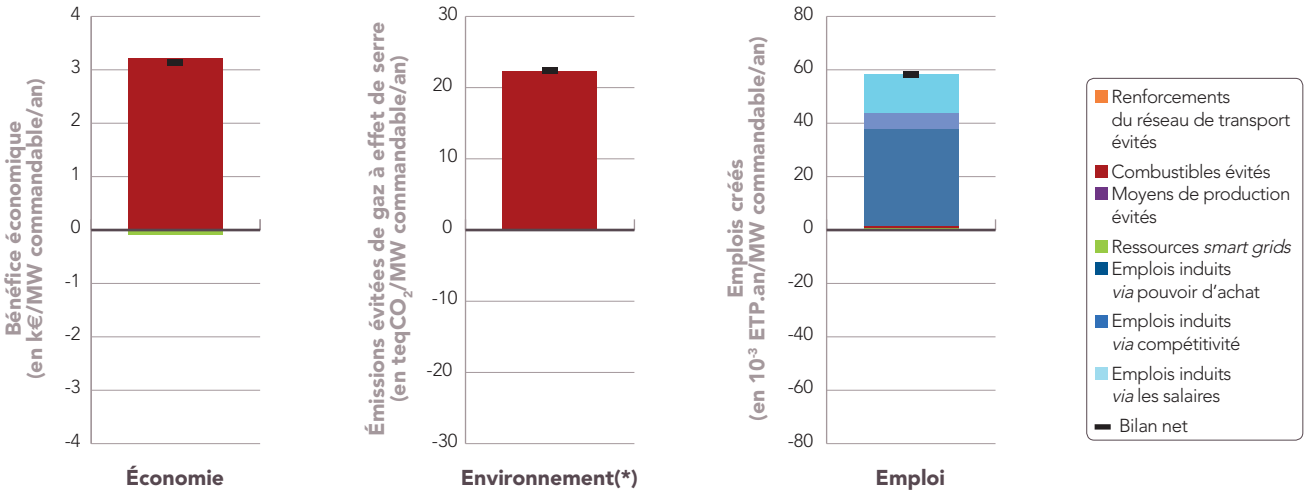


(*) Hors émissions de GES liées au cycle de vie des ressources déployées

Source : RTE

46. Renewable Energy System Ltd., EWEA, etc.

Figure 49 – Valorisation socio-économique de la commandabilité de la production éolienne pour la participation à la réserve et à l'ajustement - *Scénario « Nouveau Mix 2030 »*



(*) Hors émissions de GES liées au cycle de vie des ressources déployées

Source : RTE

Ces deux derniers points ont fait l'objet d'études décrites dans le rapport publié par RTE et ses partenaires le 9 juillet 2015 dans le cadre du chantier Réseaux électriques intelligents. Plusieurs leviers de flexibilité – ou fonctions avancées - liés à la production éolienne ont été évalués, notamment :

- la **commandabilité de la production éolienne pour la gestion des congestions du réseau de transport.** Il s'agit d'être en mesure de réduire l'injection des producteurs éoliens en cas de contrainte sur le réseau de transport. Cette fonction avancée a été intégrée dans les schémas régionaux de raccordement au réseau des ENR (S3REnR), elle a permis d'optimiser les coûts liés au besoin de renforcement du réseau ;
- la **commandabilité de la production éolienne pour la participation à la réserve et à l'ajustement à la baisse.** La participation des installations de production éolienne à la réserve et à l'ajustement à la baisse peut présenter une valeur pour le système électrique, soit parce qu'il n'y a pas d'autres moyens disponibles à la baisse (la production dite fatale dépasse la consommation nationale et les capacités d'export, le recours à l'écrêtement de production ENR est alors inévitable), soit parce que, les autres moyens disponibles à la baisse étant soumis à des contraintes de fonctionnement plus fortes, il est moins intéressant d'un point de vue économique de les moduler pour un besoin court.

Pour ces deux fonctions, les gains économiques ont été évalués à respectivement 2,7 k€/MW/an et 3,2 k€/MW/an dans un scénario 2030 (pour le premier MW équipé). Les coûts associés à la mise en œuvre du service sont considérés comme faibles au regard de ces chiffres.

Pour approfondir ces résultats, des travaux sont en cours pour évaluer la puissance fatale installée cumulée dont la participation à l'ajustement serait pertinente. La Figure 50 présente une évaluation des gains associés à une composante de valeur (participation de l'éolien à la réserve et l'ajustement à la baisse, en substitution aux capacités hydrauliques dont le dispatching peut alors être mieux optimisé) à horizon 2030. Deux estimations sont présentées :

- l'estimation haute correspond aux coûts évités de constitution de réserve à la baisse. Ceux-ci correspondent aux surcoûts résultant de la désoptimisation de la production (notamment sur l'hydraulique) pour satisfaire les réserves à la baisse requises ;
- l'estimation basse prend en compte les surcoûts potentiels lors de l'activation de la réserve constituée sur l'éolien par rapport à la situation où elle est constituée sur d'autres moyens (notamment hydraulique)[47, 48].

L'étude montre qu'il serait économiquement pertinent qu'une partie du parc éolien installé en 2030

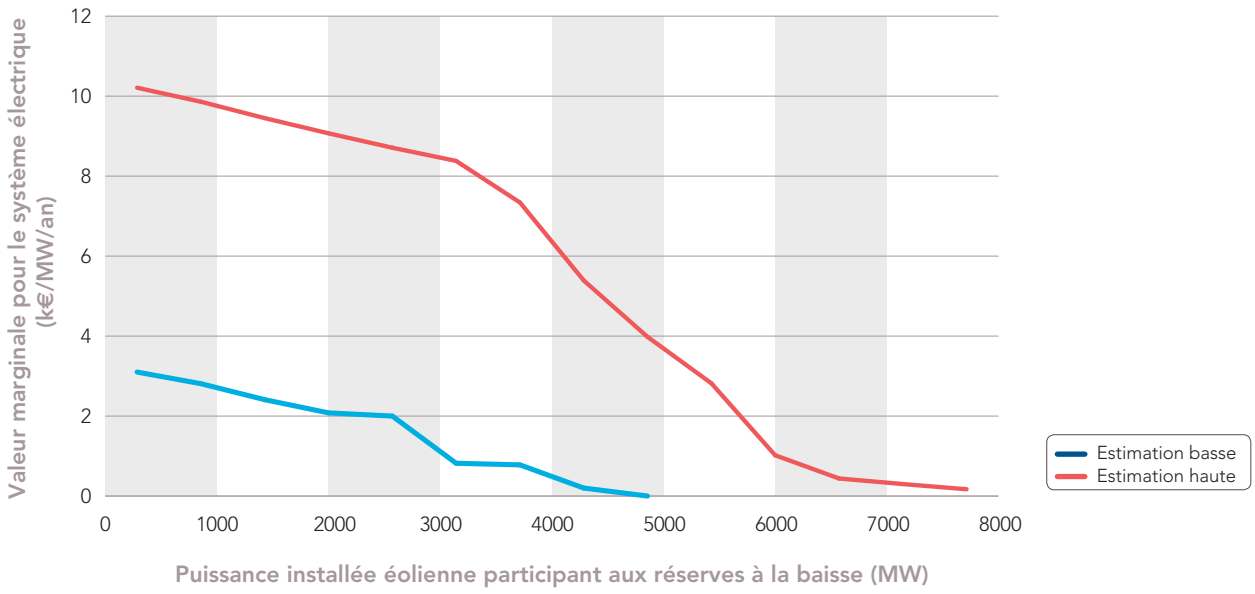
participe effectivement à l'équilibrage du système. Les gains marginaux sont décroissants en fonction du nombre d'installations participant à l'ajustement (ils deviendraient faibles à partir d'un niveau de participation du parc éolien situé entre 2000 et 6000 MW en puissance installée, mais sont significatifs en deçà de ces niveaux).

Cette évaluation du niveau pertinent de participation de l'éolien à l'ajustement est cohérente avec les projections de capacités éoliennes raccordées au réseau public de transport en 2030.

La présente étude n'a pas de volonté conclusive, mais permet d'illustrer l'intérêt économique d'une participation accrue des ENR. Elle préfigure le type d'études qui seront réalisées d'ici l'hiver dans le cadre du livre blanc sur l'équilibrage du système électrique français.

La participation des ENR à l'ajustement et aux réserves présente ainsi un réel intérêt économique. Des études économiques complémentaires et approfondies sont en cours de réalisation et seront présentées dans le livre blanc publié cet hiver à la suite de la consultation publique des acteurs et de la délibération pour orientations de la Commission de régulation de l'énergie. Ces études doivent permettre de fournir des éléments quantitatifs objectifs dans les discussions nationales et européennes relatives à l'évolution des marchés et à la participation des ENR, en particulier dans les mécanismes de court-terme.

Figure 50 – Analyse de la valeur de la participation des installations éoliennes à l'ajustement et aux réserves (hors gestion des congestions)



47. La sollicitation d'un ajustement à la baisse sur l'éolien conduit à renoncer à de la production à coût nul alors qu'un ajustement à la baisse sur l'hydraulique permet d'utiliser les stocks ultérieurement. Il y a donc un coût lié à la sollicitation d'un ajustement à la baisse sur l'éolien qui se doit d'être pris en compte.

48. L'estimation basse de la valeur du 1er MW éolien participant à la réserve et à l'ajustement à la baisse correspond à la valeur publiée en juillet 2015 dans le rapport sur la valorisation économique des réseaux électriques intelligents (3,2 k€/MW/an).

14.2 DES OBSTACLES RÉGLEMENTAIRES PEUVENT EMPÊCHER AUJOURD'HUI LES ÉNERGIES RENOUVELABLES DE PARTICIPER EFFECTIVEMENT À L'AJUSTEMENT

Si les règles de marché permettent en théorie la participation des ENR à l'ajustement, plusieurs raisons peuvent en pratique empêcher une telle participation.

14.2.1 Le cadre contractuel de l'obligation d'achat empêche certaines capacités d'offrir leur flexibilité

L'obligation d'achat a été définie à une période où la participation des ENR à l'équilibrage du système ne présentait pas d'intérêt. Certaines dispositions de ce régime de soutien pourraient aujourd'hui être révisées dans un contexte de participation accrue.

En particulier, les contrats actuels d'obligation d'achat, dont bénéficient aujourd'hui la majorité des installations renouvelables, stipulent :

- d'une part que « *l'acheteur obligé s'engage à rémunérer toute l'énergie livrée au réseau public* » ce qui est incompatible avec une participation à l'ajustement **à la hausse** sur le marché d'ajustement (qui supposerait que RTE achète l'énergie d'ajustement fournie à la hausse) ;
- et d'autre part que « *en dehors des périodes de manque de vent, la livraison ne peut être interrompue ou réduite que pour (i) des raisons d'ordre technique ou de maintenance, (ii) relevant de la force majeure, (iii) par suite d'une décision de l'autorité administrative ou (iv) en cas d'indisponibilité du réseau* », rendant ainsi impossible une participation à l'ajustement **à la baisse** sur le marché d'ajustement car les producteurs ne peuvent pas réduire leur injection pour répondre à une demande de RTE pour l'équilibrage du système.

Une réflexion sur l'évolution des dispositions des contrats d'obligation d'achat pourrait être engagée afin d'élaborer un cadre contractuel compatible avec une participation volontaire des ENR aux mécanismes de marché.

Une telle évolution permettrait aux exploitants qui le souhaitent d'être contractuellement en mesure de participer au marché d'ajustement et de formuler des offres d'ajustement à la baisse lorsque cela peut avoir un intérêt économique pour l'exploitant et pour la collectivité.

14.2.2 Les dispositifs de soutien peuvent limiter les incitations à participer au marché d'ajustement

Les mécanismes de soutien des énergies renouvelables applicables en France consistent en un versement proportionnel à l'énergie effectivement injectée. Ce type de mécanisme présente des avantages par rapport à ceux qui s'appliquent en proportion de la puissance installée, car ils véhiculent de meilleures incitations pour les choix faits au moment de l'investissement.

Cependant il introduit des distorsions pouvant restreindre la participation des énergies renouvelables au marché d'ajustement. Ceci est valable dans le cadre de l'obligation d'achat, mais aussi dans celui du complément de rémunération.

En effet, une **action d'ajustement à la baisse** permet au producteur d'énergie renouvelable d'économiser d'éventuels coûts variables de production *(CM)* mais, en réduisant l'énergie injectée, elle le prive du montant du tarif d'achat ou du complément de rémunération *(PrimeInjection)*. Le producteur devrait donc formuler une offre d'ajustement à la baisse à un prix égal à *CM-PrimeInjection*. Or une logique de minimisation des coûts pour le système supposerait que les offres à la baisse soient choisies dans l'ordre décroissant de leurs seuls coûts variables de production. Cette situation est sous-optimale car le gestionnaire de réseau sera économiquement incité à baisser la production de moyens de coût *CM'* inférieur à *CM* dans la mesure où *CM>CM'>CM-PrimeInjection*.

Une **distorsion existe par ailleurs à la hausse** dans le cas du complément de rémunération du fait de la sur-incitation qui s'applique lors des épisodes de prix négatifs : pour les installations qui ont produit pendant ces heures, aucune prime n'est versée (ce qui correspond au rétablissement de la préséance économique « naturelle »). De plus, les producteurs ne reçoivent une compensation forfaitaire que si leurs installations n'ont pas produit. Par conséquent, le coût lié à l'exécution d'un ordre d'ajustement à la hausse a un double impact pour le producteur : le coût variable de son installation, mais également la perte de la prime forfaitaire. La distorsion n'est pas tout à fait symétrique à celle qui pèse sur les offres à la baisse puisque le montant de prime perdue est ici proportionnel à la puissance de l'installation et non à l'énergie activée.

Ces éléments entraînent par ailleurs une espérance de gains des producteurs bénéficiaires du mécanisme de soutien liée aux appels pour répondre aux besoins d'ajustement inférieure à ce qu'elle devrait être théoriquement puisque, compte-tenu de prix d'offres artificiellement élevés à la hausse et faibles à la baisse, leur probabilité d'appel et les bénéfices tirés de chacune des activations sont réduits.

L'intérêt de la participation des ENR au marché d'ajustement, s'il existe théoriquement (par exemple en fournissant des flexibilités performantes à la baisse), **est donc en pratique inexistant pour la plupart des producteurs.** Ceci est de nature à priver le système de capacités flexibles qui pourraient assurer une partie des marges à un coût faible.

Dans le contexte des discussions relatives à l'insertion des ENR au système électrique et aux mécanismes de marché, une réflexion pourrait être engagée pour renforcer les incitations véhiculées par les mécanismes de soutien afin que ces derniers conduisent à une participation accrue des ENR au marché d'ajustement lorsque cela est économiquement pertinent.

En pratique, le complément de rémunération et le tarif d'achat pourrait être calculés en proportion non seulement de l'énergie produite mais également de l'énergie programmée mais non produite du fait d'un ajustement.

Cette correction constitue un prolongement de la solution mise en œuvre par les pouvoirs publics pour inciter les bénéficiaires du complément de rémunération à ne pas produire lorsque les prix de gros sont négatifs.

14.2.3 Les règles de marché permettent la participation des énergies renouvelables à l'ajustement mais ne prévoient pas de dispositions spécifiques pour accompagner et faciliter une telle participation

Les règles de marché (règles MA-RE et règles relatives aux services système) permettent aujourd'hui la participation des ENR à l'ajustement. Ce n'est pas le cas dans tous les pays européens. Or, il s'agit bien de la première étape vers une participation accrue des ENR.

En effet, comme exposé au chapitre 1, tous les groupes de production – raccordés au réseau public de transport d'électricité ou aux réseaux publics de distribution d'électricité – peuvent participer au marché d'ajustement sans limitation de puissance sous réserve de disposer d'un compteur établissant une courbe de charge à un pas de 10 minutes. Les offres valorisées sur le marché d'ajustement sont soumises à un seuil de 1 MW mais elles peuvent être issues de capacités agrégées (à condition que tous les groupes soient rattachés au même responsable d'équilibre). Il n'y a donc aucune barrière à l'agrégation au contraire, à la participation individuelle des unités de production ENR au marché d'ajustement.

Cependant, dans les faits, ce sont les sites de production raccordés au réseau public de transport d'électricité, qui sont soumis à l'obligation légale définie à l'article L. 321-13 du Code de l'énergie d'offrir leur puissance disponible à la hausse, qui font le choix de proposer également des offres d'ajustement à la baisse. Les offres à la baisse sont donc formulées « en même temps » que des offres à la hausse.

En effet, dans la mesure où les installations de production ENR variables utilisent toute leur puissance disponible (dans la majorité des cas), elles n'ont pas de volume à offrir à la hausse et ne formulent donc aucune offre (à la hausse comme à la baisse).

Les règles de marché pourraient ainsi être révisées pour inciter les producteurs ENR, quels que soient leurs réseaux de raccordement, à formuler des offres d'ajustement à la baisse lorsqu'ils sont volontaires pour le faire.

Au-delà de cette question relative à la formulation d'offres à la baisse par les exploitants, les règles de marché ne prévoient pas aujourd'hui de dispositions spécifiquement adaptées aux énergies renouvelables (par opposition aux effacements de consommation, qui ont fait l'objet d'un travail spécifique au cours des dernières années – *cf. chapitre 3)*, ce qui peut constituer un frein à leur intégration concrète.

RTE propose d'instruire ces questions dans le cadre des prochaines évolutions des règles de marché et de renforcer ainsi les incitations véhiculées par le cadre de régulation pour permettre la participation des ENR au marché d'ajustement.

Même si les règles de marché ne comportent aucune barrière à l'entrée pour les ENR, des obstacles réglementaires empêchent aujourd'hui les ENR de participer à l'ajustement. Tout d'abord, l'existence d'un régime contractuel spécifique empêche certaines capacités d'offrir leur flexibilité sur les dispositifs qui le permettent. Ensuite, les dispositifs de soutien en vigueur peuvent générer des distorsions susceptibles de limiter l'accès au marché d'ajustement. Enfin, les règles de marché ne comportent pas d'incitations spécifiques et adaptées au contexte de la participation des ENR aux différents mécanismes de marché.

Pour ce dernier point, RTE propose d'instruire en concertation avec les acteurs des évolutions des règles dans le but de faciliter la participation des ENR aux différents mécanismes de marché.

14.3 LE *MARKET DESIGN DOIT ÉVOLUER POUR PERMETTRE UNE MEILLEURE* INTÉGRATION DES NOUVELLES FLEXIBILITÉS AU MARCHÉ D'AJUSTEMENT

Plusieurs évolutions du cadre de régulation peuvent être envisagées afin de permettre effectivement – voire d'inciter – les ENR à participer au marché d'ajustement lorsque cela présente un réel intérêt économique.

14.3.1 Évolutions des règles relatives au mécanisme d'ajustement

RTE propose de lancer une concertation spécifique, auprès des acteurs intéressés, pour prévoir les évolutions à mettre en œuvre dans les règles MA-RE afin de passer d'un système « ouvert » aux ENR à un système « favorable à l'intégration » des ENR sur le modèle de ce qui a été fait pour les effacements de consommation *(cf. chapitre 3)*.

Les possibilités suivantes ont été identifiées :

- permettre aux producteurs ENR (ou à des opérateurs tiers) de valoriser leurs flexibilités de production indépendamment de l'accord du ou des responsables d'équilibre des installations ;
- permettre aux producteurs ENR (ou à des opérateurs tiers) d'agréger leurs flexibilités de production indépendamment des caractéristiques des installations renouvelables (RE, type de contrat, gestionnaire de raccordement…) afin de les offrir sur le mécanisme d'ajustement. Cette mesure revient notamment à étendre le programme « multi-tout » mis en œuvre sur le mécanisme d'ajustement dans le cadre de l'intégration de la flexibilité de la demande aux producteurs d'énergies renouvelables.

Les acteurs intéressés sont invités à se rapprocher de RTE pour échanger sur ces pistes de travail et proposer d'autres possibilités d'évolutions.

14.3.2 Évolutions des règles relatives aux services système

Afin de poursuivre l'intégration de nouvelles flexibilités, la dernière version des règles relatives aux services système (règles SSY v3) offre la possibilité de dissocier les offres à la hausse des offres à la baisse sur les réserves primaire et secondaire de fréquence à partir du 1er octobre 2016.

L'ouverture à une participation dissymétrique permettra d'une part aux consommateurs de n'offrir que leur capacité à la hausse (modulation de la consommation à la baisse) et, d'autre part, aux producteurs de n'offrir que leur capacité à la baisse (ce qui leur permettra de programmer à P_{max} et de limiter ainsi la perte de l'opportunité de vendre sur le marché de gros l'énergie correspondant à la demi-bande de réglage). Le succès de cette approche repose donc sur la capacité des producteurs et des consommateurs à développer parallèlement une filière à la hausse sur le soutirage et une filière à la baisse sur la production si l'efficacité économique combinée est supérieure à celle de la filière symétrique. Cette disposition constitue une avancée importante dans l'ouverture du marché des services système aux nouvelles flexibilités (consommateurs comme producteurs d'énergie renouvelable). Elle ne s'accompagne d'aucune obligation, pour un producteur d'énergie renouvelable souhaitant offrir une capacité de réglage à la baisse d'identifier une contrepartie pour offrir une capacité de réglage à la hausse.

Par ailleurs, l'ensemble des travaux réalisés au cours des dernières années pour faciliter l'intégration des effacements de consommation aux marchés a conduit à la mise en place de dispositifs de qualification et de contrôle novateurs et adaptés aux nouvelles flexibilités. Afin de faciliter la participation de toutes les flexibilités à la fourniture des services système, RTE est volontaire pour travailler avec toutes les personnes intéressées par cette question et souhaite construire un cadre permettant de s'assurer de l'aptitude de tout autre moyen à fournir des services système et de faciliter ainsi la participation de toutes les flexibilités à ce marché.

14.4 LA PLACE DÉSORMAIS OCCUPÉE PAR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES DANS LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE RENFORCE LE BESOIN DE DISPOSER D'INFORMATIONS PRÉVISIONNELLES SUR LEUR PRODUCTION

Le chapitre 1 a présenté les principales caractéristiques du modèle d'équilibrage retenu en France, et notamment le besoin pour RTE de disposer d'informations prévisionnelles fines sur le parc de production. Ces informations permettent notamment de prévoir la gestion des flux sur le réseau et d'adapter en conséquence l'exploitation du système électrique mais aussi de prévoir le dimensionnement des réserves nécessaires au fonctionnement sûr du système électrique.

L'existence d'un tel dispositif de programmation participe au faible niveau de contractualisation en réserves automatiques actuellement observées en France ; il constitue donc un élément structurant du fonctionnement du système français.

Historiquement, seules les capacités raccordées au réseau public de transport d'électricité étaient soumises à l'obligation de programmer (ou de prévoir leur production pour les énergies fatales).

Aujourd'hui, et alors que la part de la production décentralisée dans le mix énergétique est amenée à croître significativement, la question de la participation des ENR raccordées aux réseaux publics de distribution au dispositif de programmation se pose avec plus d'acuité. À cet égard, l'ordonnance prise en application de l'article 119 de la loi relative à la transition énergétique prévoit d'étendre le dispositif de programmation à certaines installations raccordées aux réseaux publics de distribution d'électricité. Une telle extension est également prévue par le règlement « Electricity Transmission System Operation » *(cf. chapitre 4)*.

RTE instruira avec les parties prenantes intéressées – et en particulier avec les producteurs concernés et les gestionnaires de réseau public de distribution – les modalités de déclinaison de ces nouvelles dispositions afin de garantir que (i) les exigences en matière de programmation soient proportionnées aux enjeux et aux besoins du système électrique et (ii) ne soient pas vecteurs de surcharge administrative pour les exploitants (en particulier pour les exploitants de petite taille).

RTE s'engage à instruire en concertation avec les parties prenantes des évolutions des règles MA-RE et des règles relatives aux services système permettant de passer d'un marché d'ajustement « ouvert » aux énergies renouvelables à un marché « favorable » à la participation des énergies renouvelables, à l'instar des réformes qui ont été mises en place pour l'effacement de consommation.

Par ailleurs, des travaux doivent être menés afin de garantir que le dispositif de programmation soit effectivement en mesure de fournir des informations utiles sur l'état prévisionnel du système électrique.

Chapitre 15
Méthodes de concertation et promotion des modèles innovants dans les règles

15.1 DIAGNOSTIC

Les règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement, aux services système et au dispositif de responsable d'équilibre ont évolué à un rythme soutenu ces dernières années. Ces évolutions ont notamment été engendrées par la volonté de permettre une participation accrue des effacements de consommation au marché d'ajustement.

Malgré ce rythme soutenu, faire évoluer ces règles nécessite un travail important et leur délai de révision demeure long, *a minima* de l'ordre d'une année. Chaque révision des règles de marché donne en effet lieu à un processus très formalisé reposant sur les étapes suivantes :

1. établissement au sein du groupe de travail du CURTE d'un diagnostic collectif des évolutions possibles ;
2. ouverture d'un appel à contributions ;
3. examen au sein du GT des réponses apportées, et instruction technique et économique des solutions envisagées ;
4. mise en circulation informelle d'un projet de texte portant révision des règles et discussion avec les parties prenantes ;
5. ouverture par RTE d'une consultation dans le cadre de la Commission accès au marché sur un projet de texte finalisé[49] ;
6. transmission à la CRE d'une proposition de révision des règles de marché, accompagnée d'un diagnostic et d'une justification pour chaque évolution ;
7. examen par la CRE de la proposition de RTE, donnant lieu à une approbation ou un refus ;
8. mise en œuvre des évolutions approuvées.

Ces modalités de révision sont saines et transparentes. Elles conduisent RTE à un effort de justification systématique des évolutions proposées. La rédaction de mémoires explicatifs permet aux personnes qui n'ont pas suivi la concertation de comprendre la nature des discussions qui y ont été menées, et RTE a, depuis plusieurs années, généralisé le principe d'études d'impact sur les principaux paramètres en discussion. Cet effort d'explication doit être maintenu – et le présent livre vert y participe – dans la mesure où les évolutions demandées sont systématiquement très techniques mais peuvent entraîner des conséquences économiques importantes.

Pour autant, ce mode d'instruction peut conduire à un allongement trop important des délais d'instruction. Au cours des dernières années, les règles de marché ont évolué, en France, à un rythme très rapide par rapport à la moyenne européenne, notamment pour prendre en compte les effacements de consommation. Mais cela s'est traduit par une charge de travail lourde et par un calendrier de travail chargé pour les acteurs de marché. Sur le plan technique, la recherche d'un consensus peut également participer d'un allongement des durées d'instruction.

Ces deux effets sont de nature à défavoriser les petits acteurs :

- leurs ressources pouvant être consacrées à la concertation sont réduites ;
- les évolutions qu'ils proposent pour apporter des innovations nécessitent des débouchés concrets et rapides auprès de leurs investisseurs ;
- consciemment ou inconsciemment, les acteurs de marché déjà actifs sur les différents mécanismes n'ont pas intérêt à favoriser le développement de solutions innovantes qui pourraient faire émerger de nouvelles capacités sur le marché d'ajustement.

De ce fait, RTE a lancé une réflexion sur la façon de permettre de tester plus rapidement certaines dimensions.

49. Une bonne pratique consiste également à faire circuler un projet de texte des règles avant la consultation.

15.2 MISE EN PLACE D'UNE PROCÉDURE « ACCÉLÉRÉE », OU « COUPE-FILE »

RTE propose de mettre en place une procédure accélérée pour permettre certaines évolutions rapides dans les règles. 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.

RTE estime que l'accessibilité de cette procédure « accélérée » pourrait inclure des conditions concernant :

- la garantie technique de la viabilité des évolutions proposées, *via* :
  - une analyse par RTE ;
  - des modalités de consultation, de saisine et d'approbation spécifiques permettant une mise en œuvre rapide.

- le maintien d'un terrain de jeu équitable pour l'ensemble des acteurs, *via* :
  - une limitation stricte des volumes valorisables sur le marché d'ajustement pour ces évolutions ;
  - l'accès à ces évolutions à des acteurs dont les parts de marché sur le marché d'ajustement et celui des réserves sont limitées ;
  - une transparence stricte et immédiate sur les évolutions mises en œuvre ;
  - l'instruction de ces évolutions, dans un second temps, dans le calendrier de concertation nominal, en intégrant les éléments de retour d'expérience.

- la garantie que cette procédure serve l'innovation, en limitant les thèmes pouvant y recourir, *via*, par exemple, la limitation aux demandes d'évolution récurrentes :
  - l'observabilité (mise en œuvre de méthodes statistiques par exemple) ;
  - la qualification des données (dispositifs spécifiques) ;
  - les méthodes de contrôle de réalisé ;
  - les modalités de formulation des offres pour de nouvelles capacités (EnR, moyens de stockage, anticipation de consommation).

- la possibilité d'interrompre immédiatement l'expérimentation si les résultats ne sont pas concluants.

En d'autres termes, sur certains sujets, pour des volumes limités, à l'initiative des acteurs disposant de moins de ressources pour la concertation, dans des cas où le retour d'expérience manque pour prévoir une instruction en chambre, une procédure accélérée pourrait être mise en œuvre afin de favoriser l'émergence de solutions innovantes.

RTE estime que ce champ expérimental peut permettre une respiration intéressante, particulièrement précieuse à l'heure où la déclinaison des dispositions règlementaires européennes en droit français va fortement mobiliser les différentes parties prenantes. Le contrôle *a priori* par l'agrément technique de RTE, le maintien d'une procédure accélérée spécifique de consultation et d'une approbation par le CRE, la possibilité d'interrompre l'expérimentation si celle-ci n'est pas concluante, constituent autant de garanties envers les acteurs de marché qui ne seraient pas parties 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.

RTE prévoit par ailleurs le maintien d'une révision annuelle des règles, au sein desquelles devront être intégrées, après concertation, les évolutions mises en œuvre dans le cadre des procédures « accélérées ».

RTE souhaite prévoir une procédure « accélérée » pour faciliter l'accès au marché d'ajustement de solutions innovantes.