



Équilibrage du réseau en France et en Allemagne

Organisation des marchés nationaux et état actuel de l'harmonisation au niveau de l'UE

Décembre 2020

Auteur :

Markus Wagenhäuser, OFATE – markus.wagenhauser@developpement-durable.gouv.fr

Soutenu par :



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Soutenu par :



Synthèse

Dans le système électrique, production et consommation doivent être égales à chaque instant. Différents instruments permettent de garantir la sécurité du réseau et du système : ce sont les « services système ». Le recours aux services d'équilibrage est destiné à stabiliser la fréquence de réseau ; aujourd'hui, il est effectué de façon centralisée par les gestionnaires de réseaux de transport (GRT). En fonction de la rapidité avec laquelle elles doivent être disponibles, on fait la distinction entre trois types : la réserve primaire, la réserve secondaire et la réserve tertiaire.

Les besoins en services d'équilibrage sont couverts par des appels d'offres publics organisés par les GRT sur des marchés ouverts, transparents et non discriminatoires, et ce depuis le début des années 2000. Cette procédure découle des directives visant à établir un marché intérieur pour l'électricité au niveau de l'Union européenne (UE). Une harmonisation croissante dans ce domaine est à l'œuvre ces dernières années à l'appui d'actes législatifs et de projets divers. Suite à l'introduction du troisième paquet législatif sur le marché de l'énergie en 2009, des « codes de réseau » ont par exemple été promulgués. Ces codes sont des lignes directrices élaborées conjointement par les autorités nationales de régulation de l'énergie et par les GRT. Ils prennent la forme de règlements de l'UE pour l'exploitation en commun du réseau et couvrent également l'équilibrage du système électrique. Il existe aujourd'hui cinq plateformes visant à une plus grande intégration des marchés de l'équilibrage : FCR, PICASSO, MARI, TERRE et IGCC.

Comportant huit actes législatifs, le paquet de l'UE « Une énergie propre pour tous les Européens » de 2018-2019 met en place de nouvelles dispositions concernant l'organisation du marché à travers le règlement relatif au marché intérieur de l'électricité. Il vise, d'une part, à donner la possibilité aux installations décentralisées (demande, stockage ou renouvelables) de participer de façon croissante à ces marchés et, d'autre part, à garantir que la définition des produits et leur activation soient effectuées de manière transparente, technologiquement neutre et basée sur le marché. Il permet enfin de promulguer de nouveaux codes de réseau pour l'organisation du marché de l'équilibrage.

L'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, la France, les Pays-Bas et la Suisse coopèrent dans le cadre de la plate-forme FCR lors d'appels d'offres en commun pour l'approvisionnement en réserve primaire. Jusqu'à présent, ce sont surtout les installations de production conventionnelles qui participent à la réserve primaire. Toutefois, les dispositifs de stockage, tels les grands systèmes de batteries, jouent un rôle de plus en plus important.

L'harmonisation du dimensionnement et de l'activation des réserves secondaire et tertiaire n'est pas aussi avancée. En Allemagne, des appels d'offres ont lieu quotidiennement pour les réserves secondaire et tertiaire. Le délai de mobilisation de la réserve secondaire est de 5 minutes, et celui de la réserve tertiaire de 15 minutes. En France, la réserve secondaire doit aussi pouvoir être activée dans un délai de 15 minutes. On distingue ensuite pour la réserve tertiaire, dite « mécanisme d'ajustement », une « réserve rapide » d'une puissance de 1 000 MW et pouvant être activée dans un délai de 13 minutes, une « réserve complémentaire » (500 MW et délai de 30 minutes), et deux autres types de réserves. Une comparaison des services d'équilibrage révèle que le modèle français suit une approche proactive, tandis que le modèle allemand obéit à une approche réactive. Dans l'approche réactive, les capacités d'équilibrage sont activées en temps réel tandis que les déséquilibres sont compensés avant leur apparition dans l'approche proactive.

Le nouveau cadre réglementaire de la transition énergétique européenne conduit à intensifier les efforts en vue de faciliter l'accès au marché pour les installations décentralisées. Cependant, à l'heure actuelle, les installations de production d'énergie renouvelable ne participent pas activement aux marchés de l'équilibrage, ni en France ni en Allemagne. Cet état de fait est en passe de changer : déjà aujourd'hui, on fait appel de façon accrue dans le cadre de projets pilotes à la fourniture décentralisée de services d'équilibrage par le recours aux installations renouvelables, aux charges flexibles et aux systèmes de stockage. Il faut également noter que, à l'avenir, les réseaux de distribution joueront un rôle plus important. Par conséquent, la coopération entre GRT et gestionnaires de réseau de distribution est amenée à s'intensifier.



Disclaimer

Le présent texte a été rédigé par l'Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE). La rédaction a été effectuée avec le plus grand soin. L'OFATE décline toute responsabilité quant à l'exactitude et l'exhaustivité des informations contenues dans ce document.

Tous les éléments de texte et les éléments graphiques sont soumis à la loi sur le droit d'auteur et/ou d'autres droits de protection. Ces éléments ne peuvent être reproduits, en partie ou entièrement, que suite à l'autorisation écrite de l'auteur ou de l'éditeur. Ceci vaut en particulier pour la reproduction, l'édition, la traduction, le traitement, l'enregistrement et la lecture au sein de banques de données ou autres médias et systèmes électroniques.

L'OFATE n'a aucun contrôle sur les sites vers lesquels les liens qui se trouvent dans ce document peuvent vous mener. Un lien vers un site externe ne peut engager la responsabilité de l'OFATE concernant le contenu du site, son utilisation ou ses effets.

Remerciements

Nous adressons nos remerciements à Benjamin de Boissezon (50 Hertz) pour son assistance et pour les informations transmises.



Sommaire

Synthèse	2
Disclaimer	3
Contexte	5
I. Bases techniques	8
I.1. La fiabilité de l’approvisionnement et les services d’équilibrage	8
I.2. Le principe de fonctionnement des différents types de services d’équilibrage	11
II. L’harmonisation des marchés de l’équilibrage européens	14
II.1. Le cadre juridique de l’Union européenne relatif à l’organisation des marchés de l’équilibrage	14
II.1.1. Les codes de réseau pertinents et l’harmonisation des services d’équilibrage	14
II.1.2. Les nouvelles dispositions du paquet « Une énergie propre pour tous les Européens »	16
II.2. Évolution de l’harmonisation des marchés de l’équilibrage au niveau de l’UE	17
III. État des lieux des marchés de l’équilibrage en France et en Allemagne	21
III.1. Organisation actuelle des marchés de l’équilibrage en Allemagne	21
III.1.1. Le cadre réglementaire en Allemagne	21
III.1.2. Caractéristiques des marchés de l’équilibrage allemands	22
III.1.3. Rôle des installations de production d’énergie renouvelable sur les marchés d’équilibrage	27
III.2. L’organisation actuelle des marchés de l’équilibrage en France	28
III.2.1. Le cadre réglementaire en France	28
III.2.2. Caractéristiques des marchés de l’équilibrage français	29
III.2.3. Rôle des installations de production d’énergie renouvelable pour l’équilibrage	32
III.3. Comparaison des marchés de l’équilibrage en France et en Allemagne	34
IV. La décentralisation de la fourniture de capacité d’équilibrage	36

Contexte

En raison de l'injection variable et décentralisée des installations de production d'énergie renouvelable et de la réduction des capacités des centrales conventionnelles dans le cadre de la transition énergétique européenne, les « services système » se voient conférer un rôle clé. Dans le système électrique, production et consommation doivent être égales à chaque instant. En vue de garantir cet équilibre, différentes mesures qualifiées de services système sont mises en œuvre afin de lutter contre les fluctuations importantes sur le réseau électrique, et d'assurer la sécurité du réseau et du système à tout moment. En effet, si la production d'électricité et la charge ne correspondent pas exactement entre elles, la fréquence s'éloigne alors de sa valeur de consigne – 50 Hz dans le réseau synchrone interconnecté d'Europe continentale. On a recours à l'énergie d'ajustement, ou « capacité d'équilibrage¹ », afin de compenser les écarts entre la production et la consommation en temps réel et d'atténuer ainsi l'impact d'événements imprévus sur le réseau électrique. Dans cette perspective, un processus de coordination entre les gestionnaires de réseaux et les autorités de régulation permet d'optimiser les mesures mises en œuvre.

Dans le contexte d'une européisation croissante des systèmes électriques avec pour objectif l'établissement d'un marché intérieur de l'électricité totalement intégré, on assiste au renforcement de la coopération au niveau européen, également en ce qui concerne les services système. Suite à l'entrée en vigueur du troisième paquet législatif pour le marché intérieur de l'Union européenne (UE) en 2009, des « codes de réseau » ou « lignes directrices » ont été promulgués. Elles visent l'intensification de la coopération européenne dans le domaine de la stabilité du système. La ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (en anglais *Electricity Balancing Guideline*), promulguée avec le [règlement \(UE\) 2017/2195](#) du 23 novembre 2017, donne des directives sur la poursuite de l'intégration et sur l'exploitation du réseau en ce qui concerne l'énergie d'ajustement. L'organisation du marché intérieur de l'énergie (*Market Design Initiative*) du paquet « Une énergie propre pour tous les Européens » de 2018-2019 (*Clean Energy Package*) se présente comme une incitation à une plus grande intégration dans le cadre du marché intérieur de l'UE pour l'électricité. De nouvelles règles ont également été promulguées – telles que, aux art. 36 et 54 de la directive sur le marché de l'électricité du 5 juin 2019 ([directive \(UE\) 2019/944](#)), la restriction de la propriété et de l'utilisation d'installations de stockage d'énergie par les gestionnaires de réseaux –, qui auront un impact sur la future architecture du marché en ce qui concerne le recours aux services système.

Concrètement, on fait habituellement la distinction entre trois types de services d'équilibrage : la réserve primaire, la réserve secondaire et la réserve tertiaire (« réserve-minute » en Allemagne, « mécanisme d'ajustement » en France). Cette division correspond à l'intervalle de temps nécessaire à une installation pour pouvoir fournir de l'énergie d'ajustement, ou capacité d'équilibrage². Avec la réserve primaire, l'activation est effectuée en quelques secondes ; avec les réserves secondaire et tertiaire, ce laps de temps est de l'ordre de quelques minutes à une heure. Il est possible de pallier un excédent de consommation (ou une baisse imprévue de la production) par la fourniture d'« énergie d'ajustement à la hausse » : une puissance supplémentaire est alors fournie au système. Dans le cas de l'« énergie d'ajustement à la baisse », la situation est inversée : soit on fait baisser la puissance injectée sur le réseau soit on augmente la consommation. Dans certaines conditions, les installations de production d'énergie renouvelable peuvent aussi fournir de l'énergie d'ajustement. La réduction de puissance de ces installations de production – telle qu'elle est effectuée en Allemagne en s'appuyant sur les dispositions de la « gestion de l'injection » (écrêtement), par exemple – ne peut être employée que lors de saturations du réseau et non comme service d'équilibrage ; elle doit donc être considérée comme un service système séparé.

¹ Définitions selon le [règlement sur le marché intérieur de l'électricité de l'UE](#) du 5 juin 2019 : « énergie d'équilibrage » [kWh] désigne l'énergie utilisée par les GRT aux fins de l'équilibrage ; « capacité d'équilibrage » [kW] désigne le volume de capacité qu'un fournisseur de services d'équilibrage accepte de conserver.

² Next Kraftwerke 2020, définition de l'énergie d'ajustement ([lien](#)).

Depuis le début des années 2000 déjà, les gestionnaires de réseaux de transport (GRT), qui sont responsables du maintien de la fréquence et de l’approvisionnement en énergie d’ajustement nécessaire à cette fin, lancent des appels d’offres publics pour la puissance requise sur des marchés ouverts, transparents et non discriminatoires³. Chaque GRT est responsable de sa propre zone de réglage : cette zone est un réseau interconnecté, défini géographiquement, sur lequel le GRT responsable doit maintenir la stabilité du système. Le dimensionnement des services d’équilibrage est déterminé en concertation avec les différents acteurs européens. Jusqu’à présent, cette fourniture de capacité d’équilibrage était centralisée ; à l’avenir, elle devrait avoir lieu de façon plus décentralisée. Les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) et les marchés locaux joueront un rôle de plus en plus important en vue de garantir la stabilité du système.

Le tableau ci-dessous résume certains concepts essentiels concernant la fourniture de services d’équilibrage :

Terme	Définition
Marché intérieur de l’UE pour l’électricité	En vertu des articles 194 et 114 du Traité sur le fonctionnement de l’Union européenne (TFUE), la mise en place du marché intérieur de l’énergie dans l’UE est un objectif central de la politique énergétique européenne. Depuis 1996, des mesures visant l’harmonisation et la libéralisation du marché intérieur de l’énergie sont adoptées. L’objectif, notamment, est la mise en place au sein de l’UE d’un marché de l’électricité plus concurrentiel, axé sur les consommateurs, souple et non discriminatoire. Cet objectif s’accompagne d’un renforcement de l’eupéanisation de processus variés relevant de l’exploitation du réseau.
Codes de réseau ou lignes directrices	Les « codes de réseau » (pour certains d’entre eux, le terme de « lignes directrices » est employé officiellement) sont des documents promulgués par la Commission européenne. Ils prennent la forme de règlements définissant les règles de l’exploitation du réseau dans le contexte des systèmes électriques, en vue de promouvoir l’harmonisation, l’intégration et l’efficacité du marché intérieur de l’électricité dans l’UE. Ces actes d’exécution sont soumis à la procédure de la comitologie et ont été élaborés par l’association des GRT, le Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d’électricité (ENTSO-E), sous l’égide de l’Agence européenne de coopération des régulateurs de l’énergie (ACER).
Services système	Ces mesures servent à garantir la stabilité du système électrique, par exemple par la gestion de l’exploitation, par le maintien de la fréquence et de la tension ainsi que par le rétablissement de l’approvisionnement. Du fait de la part élevée de production variable dans les nouvelles structures de production, le système électrique doit faire face à des exigences accrues à différents niveaux, rendant ainsi nécessaire un recours plus important aux services système.
Services d’équilibrage / énergie d’ajustement / capacité d’équilibrage	L’objectif des services d’équilibrage est la fourniture de puissance (capacité d’équilibrage) ou d’énergie (énergie d’ajustement) en vue de pallier les événements imprévus sur le réseau d’électricité. En tant qu’ils sont responsables du maintien de la fréquence, les gestionnaires de réseaux de transport ont recours à différents types de services d’équilibrage. En fonction du délai de mobilisation, on fait la distinction entre réserve primaire, réserve secondaire et réserve tertiaire. Depuis bientôt 20 ans déjà, l’approvisionnement est effectué par le biais des mécanismes du marché, les GRT collaborant ici avec les autorités de régulation.
Zone de réglage	On comprend par zone de réglage une unité géographique du réseau de transport ; dans cette zone, la stabilité du système est sous la responsabilité d’un GRT. La France compte une unique zone de réglage, sous la responsabilité de RTE. L’Allemagne est divisée en quatre zones de réglage, gérées par les GRT TenneT, 50Hertz, Amprion et Transnet BW.
Préqualifications / « conditions »	Afin de pouvoir participer aux appels d’offres ouverts pour la fourniture d’énergie d’ajustement, les participants potentiels au marché doivent remplir certaines conditions. En Allemagne, celles-ci sont publiées sur la plate-forme Internet pour l’attribution de capacité d’équilibrage (Regelleistung.net) et régulièrement actualisées (lien).

³ Amprion 2020, *Regelenergie* [L’énergie d’ajustement] ([lien](#)).



**Périmètre d'équilibre /
responsable d'équilibre**

Plus petite unité du marché de l'énergie, le périmètre d'équilibre est la base d'un réseau électrique stable. L'équilibre du périmètre doit être maintenu de telle sorte que l'électricité injectée dans le réseau corresponde à l'électricité soutirée sur ce même réseau. Pour chaque périmètre d'équilibre, il faut désigner un responsable d'équilibre qui, devant le GRT concerné, aura pour mission de maintenir l'équilibre entre l'injection et le soutirage à chaque quart d'heure dans ce périmètre, et sera ainsi responsable des écarts d'un point de vue économique.

Table 1 : Concepts essentiels dans le domaine de la fourniture de services d'équilibrage, aux niveaux national et européen

Sources : [Agence fédérale des réseaux](#) / [GRT allemands](#) / [ENTSO-E](#) / [PE](#) / [Next Kraftwerke](#), présentation OFATE

Outre la présentation de certaines bases techniques (I.) et un état des lieux de l'organisation actuelle des marchés de l'équilibrage nationaux (II.), la présente note de synthèse analysera notamment de façon détaillée l'harmonisation européenne des dernières années (III.) et s'attachera également à montrer quelle pourrait être l'évolution future de la fourniture d'énergie d'ajustement (IV.). L'OFATE ayant déjà publié, en août 2015, une [note de synthèse](#) sur les services d'équilibrage en France et en Allemagne, on se penchera dans le présent document en particulier sur les évolutions des cinq dernières années.



I. Bases techniques

Pour pouvoir comprendre l'importance actuelle et le rôle futur de la fourniture d'énergie d'ajustement ou capacité d'équilibrage, il convient d'abord d'explicitier certains concepts techniques essentiels.

I.1. La fiabilité de l'approvisionnement et les services d'équilibrage

Le degré de fiabilité de l'approvisionnement des systèmes électriques de France et d'Allemagne est très élevé⁴. Afin que l'exploitation du système électrique puisse se poursuivre en toute sécurité et avec fiabilité tout en tenant compte de l'évolution de la réglementation, des rôles précis sont attribués aux différents acteurs. Dans les deux pays, ce sont les GRT qui ont la charge du système – cf. l'[art. 13 de la loi allemande sur le secteur de l'énergie \(Energie-wirtschaftsgesetz, EnWG\)](#) et l'[art. L.321-10](#) du Code de l'énergie (CE). Du fait de la décentralisation croissante de la production d'électricité, due au nombre élevé d'installations raccordées aux réseaux de distribution, les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) se voient attribuer une importance grandissante. Ainsi, ils doivent soutenir le recours aux services système à un niveau inférieur du réseau, en informer les GRT et leur apporter assistance.

Le tableau ci-dessous résume les différents services systèmes nécessaires en vue d'assurer la stabilité du système, ainsi que les instruments employés à cette fin.

Types de services système	Définition
Exploitation du réseau	Par « exploitation du réseau », on comprend le contrôle et la surveillance du réseau électrique par les gestionnaires responsables, aussi bien au niveau du réseau de transport que du réseau de distribution. Font partie de ces missions la coordination du recours aux services système destinés au maintien de la fréquence et de la tension, à la gestion de la saturation du réseau ainsi qu'au rétablissement de l'approvisionnement après des incidents. Du fait de l'augmentation de la part des énergies renouvelables (EnR), la production est fréquemment raccordée au niveau des réseaux de distribution, rendant ainsi nécessaire une coordination étroite entre GRT et GRD. Par ailleurs, la poursuite de l'harmonisation européenne et le couplage des marchés par les interconnexions requièrent une coordination accrue entre les différentes parties en présence (GRT, GRD, installations de production). Dans le cadre de la gestion de la saturation du réseau, les gestionnaires ont recours au <i>redispatching</i> pour éviter les congestions. Ici, c'est l'ordre d'utilisation des centrales conventionnelles qui est ajusté. En Allemagne, il est également possible de réduire la production des EnR, une fois que toutes les autres possibilités ont été épuisées.
Maintien de la fréquence	Même dans le cas de changements imprévus de la production ou de la consommation, la stabilité de la fréquence du réseau, laquelle est de 50 Hz, doit être maintenue à chaque instant. Les mesures employées pour le maintien de la fréquence sont la réserve instantanée, la capacité d'équilibrage, les charges pilotables et le délestage. Du fait de l'augmentation de la part des énergies renouvelables (EnR), des solutions décentralisées doivent être développées afin de pouvoir maintenir la fréquence dans la plage prescrite à l'avenir aussi. Ces solutions pourraient être par exemple la fourniture de capacité d'équilibrage par des installations décentralisées, ou bien le recours aux charges flexibles ou à des systèmes de stockage.

⁴ On trouvera plus d'informations à ce sujet dans la [note de synthèse de l'OFATE](#) d'avril 2019 consacrée à la fiabilité de l'approvisionnement.



Contrôle de la tension	<p>Le maintien d'une qualité de tension élevée revêt une importance cruciale pour pouvoir exploiter le réseau avec sûreté et fiabilité. La tension du réseau dépend de la situation donnée (injection et consommation) et doit être maintenue dans une plage prédéfinie. C'est le gestionnaire de réseau compétent qui est responsable du contrôle de la tension. Pour ce contrôle, on a également recours à la fourniture de puissance réactive⁵ par le biais d'unités de production ou d'équipements, de même qu'au réglage de transformateurs et à l'aménagement du réseau. À l'avenir, des mesures supplémentaires seront nécessaires pour la fourniture de puissance réactive.</p>
Rétablissement de l'approvisionnement	<p>Après un incident, l'approvisionnement en électricité doit être rétabli aussi vite que possible, sous la coordination du GRT. Un rôle primordial revient ici aux centrales dotées d'une « capacité de démarrage autonome » (le démarrage de la centrale est possible sans approvisionnement électrique). On citera ici à titre d'exemples les centrales hydroélectriques au fil de l'eau ou les centrales de pompage-turbinage, ainsi que les centrales conventionnelles pouvant démarrer sans approvisionnement externe en électricité (notamment les centrales avec stockage d'énergie par air comprimé ou les centrales au gaz). Les batteries aussi peuvent remplir cette fonction.</p>
Capacités conservées / mécanismes de capacité	<p>Dans les architectures du marché de l'électricité, des capacités sont conservées à des fins préventives, en vue d'assurer un approvisionnement stable en électricité et pour empêcher l'apparition d'incidents. En France, depuis quelques années, un mécanisme de capacité rémunère la disponibilité d'une centrale et non seulement sa fourniture d'électricité, comme cela est le cas sur le marché de gros. En Allemagne aussi, il existe des services capacitaires : les mécanismes des services d'équilibrage, par exemple (art. 13d EnWG), ainsi que la « réserve de sécurité » de centrales au charbon (art. 13g EnWG), comme dernier recours au cas où l'ensemble des mesures de sécurité habituelles employées auparavant n'auraient pas suffi.</p>

Table 2 : Services système

Sources : [Next Kraftwerke](#) / [VDE](#), présentation OFATE

Comme on le voit, la transition énergétique européenne s'accompagne de besoins accrus en communication et en coordination de la part des acteurs en présence, et ce, à différents niveaux. Le renforcement du couplage de marché dans le cadre de l'intégration du marché intérieur de l'électricité dans l'UE réclame une coopération intensive des gestionnaires de réseaux de transport européens, qui sont en étroite liaison entre eux au sein de l'association des GRT européens ([ENTSO-E](#)). À l'heure actuelle, le réseau d'ENTSO-E comprend cinq portions de réseau, les *Regional Groups* (RG) – cf. également la figure 1 ci-dessous. La France et l'Allemagne font partie du réseau interconnecté d'Europe continentale (*RG Continental Europe*), qui couvre le centre de l'Europe avec une fréquence d'exploitation de 50 Hz. Le développement futur des GRT européens est coordonné par le « Plan de développement du réseau sur dix ans » (*Ten-Year Network Development Plan*, [TYNDP](#)), qui englobe également les questions ayant trait à la stabilité à long terme du système.

⁵ La capacité réactive est requise pour l'établissement d'un champ magnétique sur le réseau de courant alternatif. Contrairement à la puissance active, elle ne fournit aucun travail utile ; toutefois, elle est requise pour l'établissement de la tension. L'enjeu pour les exploitants est de maintenir la puissance réactive à un niveau adéquat. Si elle est trop basse, la tension du réseau baisse ; si, au contraire, elle est trop élevée, moins de puissance active peut être transportée ([lien](#)).

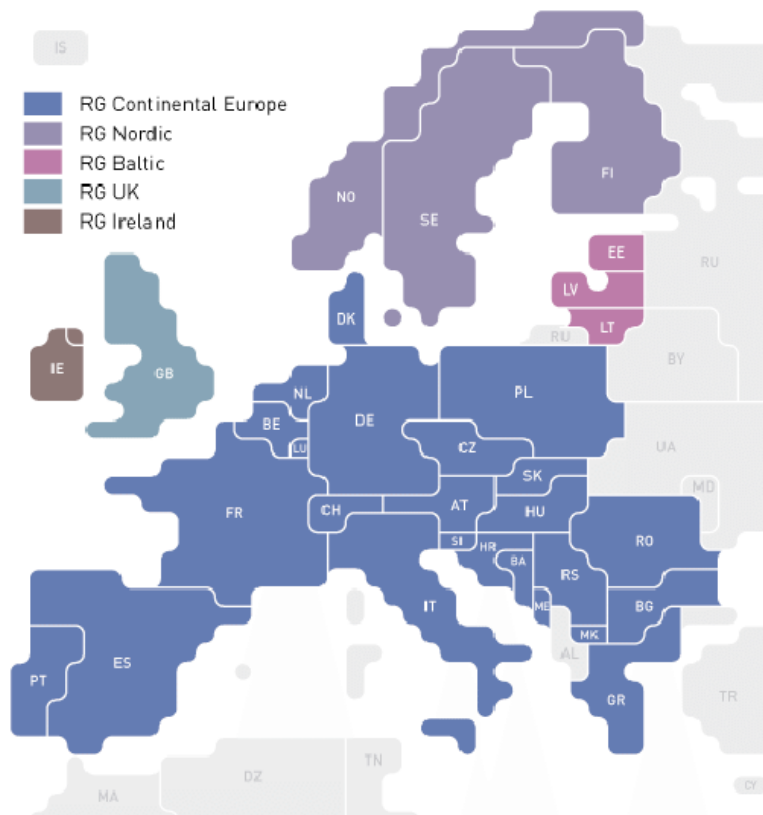


Figure 1 : Les cinq portions de réseau du système interconnecté européen Source : [ENTSO-E](#)

La décentralisation de la fourniture de services système, qui se révèle être de plus en plus nécessaire, réclame cependant l'intégration croissante des GRD. Dans le cadre de l'adoption du paquet législatif « Une énergie propre pour tous les Européens », les États membres de l'UE se sont accordés pour renforcer l'échange d'expériences entre les GRD au niveau européen. ENTSO-E trouve désormais son pendant dans [E.DSO](#), une organisation regroupant plus de 40 GRD et assurant ainsi un échange d'expériences transfrontalier, notamment en ce qui concerne l'utilisation des possibilités des réseaux intelligents (Smart Grids) et des technologies de l'information.

Les dernières perturbations importantes sur le réseau interconnecté d'Europe continentale remontent à plusieurs années. Le soir du 4 novembre 2006, par exemple, un délestage massif a affecté environ 15 millions de personnes⁶. Afin de pouvoir transférer sans encombre un navire de croisière vers la mer du Nord, une ligne à très haute tension de 380 kV a été désactivée sur le réseau de l'ancienne société E.ON Netz, en accord avec les gestionnaires de réseaux concernés (outre E.ON Netz, il s'agissait de RWE Transportnetz Strom ainsi que du GRT hollandais TenneT). Malgré une communication ininterrompue entre les gestionnaires de réseaux, des variations imprévues de la charge ont fini par entraîner une surcharge d'une ligne voisine de 380 kV. En un délai extrêmement court, la désactivation automatique d'autres lignes s'est produite du nord au sud, jusqu'en Hongrie. Ces désactivations ont eu pour conséquence la division du réseau interconnecté d'Europe continentale en trois portions de réseau partielles avec des fréquences différant fortement les unes des autres (dans une fourchette de 49,0 Hz à 51,4 Hz). Grâce au délestage et au recours à l'énergie d'ajustement, l'approvisionnement en électricité a pu être rétabli après environ 1 heure et demie et les portions de réseau partielles de nouveau totalement reconnectées entre elles⁷.

⁶ Les circonstances de l'incident du 4 novembre 2006 sont décrites dans un rapport de la BNetzA de février 2007 ([lien](#)).

⁷ BNetzA 2007, pp. 7-12 ([lien](#)).

1.2. Le principe de fonctionnement des différents types de services d'équilibrage

Comme cela a été explicité au point I.1., la fourniture d'énergie d'ajustement, ou capacité d'équilibrage, est un service système visant à garantir la stabilité de la fréquence du réseau. Dans les installations de production, les générateurs tournent exactement à la même vitesse (50 tours par seconde), produisant un courant alternatif d'une fréquence de 50 Hz – fait ici exception le réseau de la Deutsche Bahn ou d'autres sociétés ferroviaires, notamment, qui est exploité avec une fréquence de 16 2/3 Hz. Si la production et la charge ne correspondent pas exactement entre elles, la fréquence du réseau s'écarte de sa valeur de consigne prescrite, qui est de 50 Hz. La stabilité de la fréquence du réseau revêt une importance primordiale non seulement pour la prévention des coupures de courant, mais également en vue de prévenir des dommages qui pourraient toucher les consommateurs.

En tant qu'ils sont responsables de la stabilité du système dans leur zone de réglage respective, les GRT ont pour tâche de réserver de l'énergie d'ajustement à la hausse et à la baisse afin de pouvoir compenser les fluctuations de puissance imprévues. L'intégration croissante de la production variable se traduit par une probabilité plus élevée que de tels événements se produisent. Lorsque la production dépasse la consommation, de l'énergie d'ajustement à la baisse est requise : de l'électricité doit donc être retirée du réseau dans un délai bref. Lorsque la demande est plus élevée que prévue, la fréquence doit rapidement être stabilisée par une fourniture d'injection supplémentaire (énergie d'ajustement à la hausse⁸). Ce ne sont pas uniquement les installations de production qui peuvent fournir de l'énergie d'ajustement, mais également les consommateurs et les systèmes de stockage⁹.

La figure ci-dessous illustre l'organisation du marché et les parties en présence.

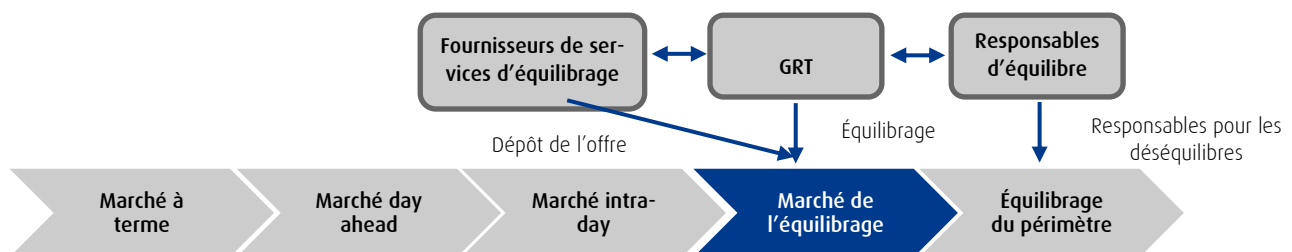


Figure 2 : Organisation du marché de l'équilibrage

Source : [ENTSO-E 2018](#), présentation OFATE

On distingue différents types de fourniture d'énergie d'ajustement en fonction de la rapidité de l'activation après qu'un événement pouvant entraîner une variation de la fréquence du réseau s'est produit. Jusqu'à ce que de l'énergie d'ajustement puisse être activée en quantité suffisante, les écarts de fréquence de l'ordre de la seconde sont amortis par l'inertie des masses rotatives des générateurs des centrales conventionnelles ; dans ce cas, on parle de réserve instantanée. La réserve primaire peut être activée en quelques secondes. Ce sont ensuite les réserves secondaire et tertiaire qui sont activées si nécessaire, mais avec un délai.

Réserve primaire :

La réserve primaire est utilisée en vue de stabiliser le réseau¹⁰. Contrairement aux besoins en réserve secondaire et en réserve-minute, les besoins en réserve primaire sont fixés à l'échelle européenne. Sur le réseau interconnecté d'Europe centrale, l'incident de référence correspond à une production ou à une consommation de 3 000 MW. Conformément au principe de solidarité et sur la base d'une clé de répartition qui est recalculée chaque année, une capa-

⁸ BNetzA 2020, *Regelenergie* [L'énergie d'ajustement] ([lien](#)).

⁹ Next Kraftwerke 2020, *Regelenergie* [L'énergie d'ajustement] ([lien](#)).

¹⁰ BNetzA 2020, *Regelenergie* [L'énergie d'ajustement] ([lien](#)).

cité totale de 3 000 MW de réserve primaire est fournie par l'ensemble des portions de réseau raccordées sur le réseau interconnecté d'Europe continentale¹¹.

Réserve secondaire :

Les besoins en réserve secondaire sont déterminés par les GRT allemands dans le cadre d'une procédure commune, et par RTE, en France. L'activation obéit au principe de causalité ; elle est donc effectuée par le GRT qui est responsable du domaine dans lequel le déséquilibre est survenu¹².

Réserve tertiaire/réserve-minute :

La réserve tertiaire prend la relève de la réserve secondaire ; elle sert à pallier les incidents sur un intervalle de plus longue durée. Dans ce cas aussi, l'évaluation des besoins a lieu à l'échelle nationale, et l'activation est effectuée dans la zone de réglage concernée (à ce sujet, voir également les points II.1. et II.2.).

La figure ci-dessous illustre à titre d'exemple le recours à l'énergie d'ajustement après survenue d'une baisse de fréquence importante, suite à un incident imprévu sur le réseau. C'est d'abord la réserve primaire qui est utilisée (*Frequency Containment Reserves, FCR*¹³), afin d'assurer une stabilisation approximative de la fréquence. La stabilisation complète de la fréquence du réseau est obtenue par étapes, en ayant recours à la réserve secondaire (*Frequency Restoration Reserves, FRR*). Enfin, l'activation de la réserve-minute (*Replacement Reserves, RR*) permet d'assurer une stabilisation de la fréquence sur une longue période.

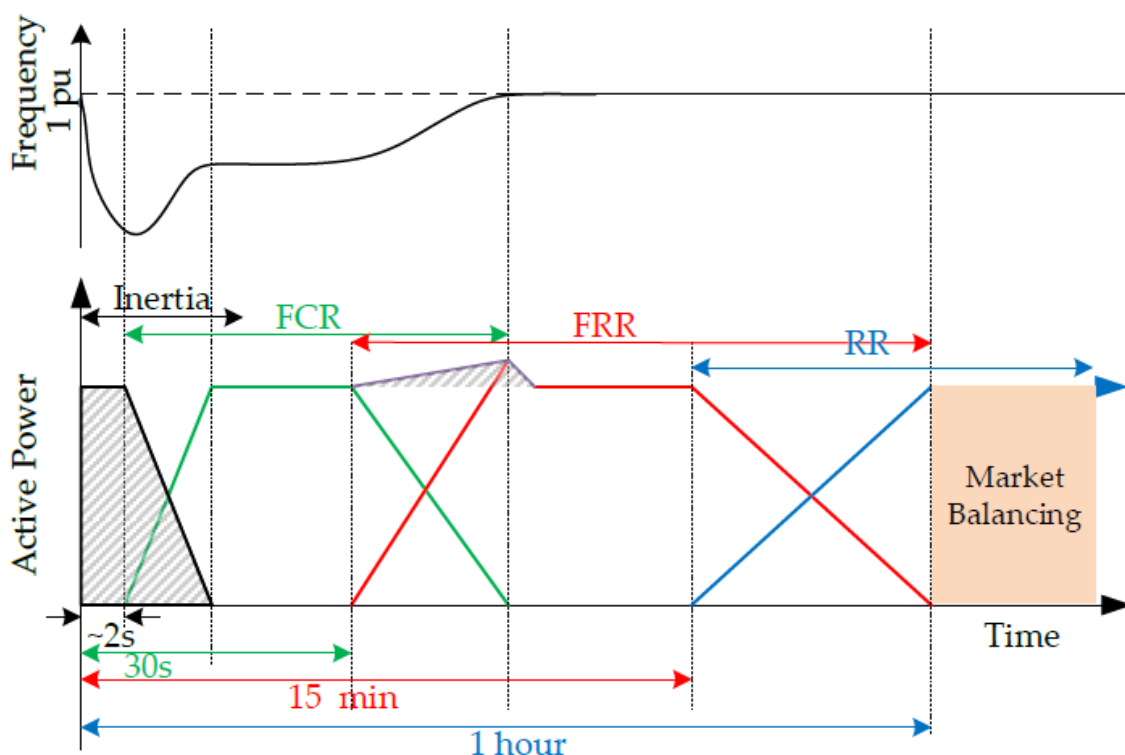


Figure 3 : Exemple d'une baisse de fréquence sur le réseau électrique et recours à l'énergie d'ajustement

Source : [Kaushal/Van Hertem 2019](#)

¹¹ Amprion 2020, *Regelreserve in Deutschland* [Les services d'équilibrage en Allemagne] ([lien](#)).

¹² Amprion 2020 ([lien](#)).

¹³ Ces abréviations apparaissent dans les actes juridiques européens. De plus, on fait également la distinction entre les termes suivants : *automatic Frequency Restoration Reserves* (aFRR, ou réserve secondaire) et *manual Frequency Restoration Reserves* (mFRR, faisant partie de la réserve tertiaire avec les RR), cf. les GRT allemands ([lien](#)).



L'équilibrage par le responsable d'équilibre, également appelé « réserve-heure » et prenant la relève de la réserve-minute, n'est pas formellement considéré comme un type d'énergie d'ajustement : en effet, il ne fait pas l'objet d'appels d'offres par le biais des mécanismes du marché. Cela peut être par exemple une panne complète d'une unité de production qui est susceptible de déclencher le recours à la réserve-heure. Dans ce cas, le responsable de la défaillance est tenu de restaurer la stabilité du réseau en s'appuyant sur des mesures diverses (achat de quantités d'électricité manquantes en bourse ou sur le marché de gré à gré¹⁴).

Focus : approche réactive et approche proactive

Fondamentalement, il existe deux stratégies distinctes en matière de recours aux services d'équilibrage : l'approche proactive et l'approche réactive. Dans une approche proactive, le GRT concerné activera les services d'équilibrage avant la survenue de déséquilibres dans le système, afin de pallier d'éventuels déséquilibres de façon préventive. C'est une telle approche proactive qui est privilégiée par RTE en France. La stratégie réactive se caractérise par le fait que, pour pallier les déséquilibres dans le système, le GRT active les services d'équilibrage en temps réel. La stratégie actuelle des quatre GRT allemands dans le domaine des services d'équilibrage peut être considérée comme réactive¹⁵. Les modalités de la fourniture des services d'équilibrage revêtent une importance cruciale, et le renforcement de l'harmonisation européenne conduit manifestement à un alignement à cet égard ; toutefois, un alignement complet n'est pas visé actuellement.

¹⁴ Next Kraftwerke 2020 ([lien](#)).

¹⁵ European University Institute 2018, *The EU Electricity Network Codes*, pp. 69-70 ([lien](#) en anglais).



II. L'harmonisation des marchés de l'équilibrage européens

L'origine de l'ouverture progressive à la concurrence des marchés de l'énergie au niveau de l'UE remonte aux années 1990. Les premières directives relatives à la libéralisation de l'électricité ont été adoptées en 1996 et en 2003, avant d'être intégrées aux législations nationales¹⁶. En avril 2009, d'autres étapes vers l'harmonisation des marchés de l'électricité ont été accomplies par les États membres, avec le « troisième paquet de l'énergie », avant que de nouvelles règles pour le marché de l'électricité ne soient introduites par le paquet législatif « Une énergie propre pour tous les Européens » : comprenant en tout huit actes législatifs, ce paquet prépare les marchés aux nouveaux enjeux posés par l'intégration d'un nombre élevé d'installations de production décentralisées dans le contexte de la transition énergétique européenne.

En outre, dans le sillage du troisième paquet de l'énergie, la Commission européenne a promulgué des règlements de l'UE sous la forme de codes de réseau (ou lignes directrices) qui doivent permettre une intégration croissante des différents marchés au niveau européen. La ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion ([Règlement \(UE\) 2015/1222](#) de la Commission, *Capacity Allocation and Congestion Management Guideline* ou *CACM Guideline*) régit par exemple l'intensification du couplage des marchés journalier (*day ahead*) et intrajournalier (*intraday*) entre les États membres¹⁷. Une autre ligne directrice définit les principes généraux relatifs à la gestion des réseaux de transport de l'électricité européens ([Règlement \(UE\) 2017/1485](#) de la Commission, *System Operation Guideline* ou *ligne directrice SO*). La ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique ([Règlement \(UE\) 2017/2195](#) de la Commission, *Electricity Balancing Guideline* ou *ligne directrice EB*) établit des principes communs pour l'activation et le règlement financier de l'énergie d'équilibrage. Dans la suite, on présentera les dispositions essentielles de l'UE relatives à l'énergie d'ajustement et on se penchera sur l'état actuel de l'harmonisation dans ce domaine.

II.1. Le cadre juridique de l'Union européenne relatif à l'organisation des marchés de l'équilibrage

Le cadre juridique actuel de l'Union européenne relatif au recours à l'énergie d'ajustement découle notamment des lignes directrices de l'UE évoquées ci-dessus sur la gestion du réseau de transport et les marchés de l'équilibrage, ainsi que des dispositions du règlement adopté dans le cadre du paquet législatif « Une énergie propre pour tous les Européens », et enfin de la directive relative au marché intérieur de l'électricité dans l'UE.

II.1.1. Les codes de réseau pertinents et l'harmonisation des services d'équilibrage

Le code réseau *System Operation Guideline (SO)*

La ligne directrice dite *System Operation Guideline (SO)* établit des règles communes pour la gestion des réseaux de transport de l'électricité européens, en vertu desquelles les GRT nationaux sont tenus de coopérer étroitement entre eux. Elle met également en place différents principes concernant l'appel d'énergie d'ajustement. Sont ainsi définis, entre autres, des principes pour la surveillance et la détermination des états du réseau par les GRT (art. 19 de la ligne directrice SO), pour l'échange des données entre les GRT, ainsi qu'entre GRT et GRD dans une zone de réglage respective (art. 41-44 de la ligne directrice SO), enfin des paramètres pour la détermination de la qualité de la fréquence (art. 127 de la ligne directrice SO). En ce qui concerne le maintien ou le réglage de la fréquence, des principes fondamentaux sont énoncés aux art. 142 et suiv. Dans ce contexte, le maintien de la fréquence doit être compris comme une

¹⁶ Parlement européen 2020, marché intérieur de l'énergie ([lien](#)).

¹⁷ On trouvera d'autres informations sur le couplage de marché et les échanges d'électricité transfrontaliers dans une [note de synthèse de l'OFATE](#) de janvier 2020.

« stabilisation de la fréquence du réseau par l'activation des FCR » (art. 142 parag. (1) de la ligne directrice SO). Par ailleurs, à l'art. 145, la distinction est faite entre les processus de restauration de la fréquence automatique (aFRR) et manuel (mFRR).

Aux art. 153 à 156 de la ligne directrice SO, des règles relatives au dimensionnement, aux exigences techniques minimales, aux procédures de préqualification et à la fourniture de réserve primaire (FCR) sont énoncées. L'incident de référence est défini à l'art. 153 parag. (2) lettre b) point i) par une capacité à la hausse ou à la baisse de 3 000 MW pour le réseau interconnecté d'Europe central. De même, pour les réserves de restauration de la fréquence (FRR) et pour les réserves de remplacement (RR), des règles correspondantes sont définies aux art. 157-162 de la ligne directrice SO relativement au dimensionnement, aux exigences minimales et à la préqualification

Le code réseau *Electricity Balancing* (EB)

Au titre de l'art. 1 parag. (1) de la ligne directrice EB, l'objet de la ligne directrice sur l'équilibrage du système d'approvisionnement en électricité est l'établissement de principes communs pour l'activation et le règlement d'énergie d'ajustement, ainsi que la mise en place d'une méthodologie commune pour son activation. L'objectif est une harmonisation des marchés de l'équilibrage européens d'ici à 2025.

Ce texte fait la distinction entre différents types d'énergie d'ajustement : réserves de stabilisation de la fréquence (FCR), réserves de restauration de la fréquence (FRR) et réserves de remplacement (RR)¹⁸. Le concept de l'équilibrage du système, qui donne son nom à cette ligne directrice, y est défini comme « toutes les actions et processus, à toutes les échéances, par lesquels les GRT garantissent, de manière continue, le maintien de la fréquence du système dans une plage de stabilité prédéfinie [...], et la conformité au volume de réserves nécessaire pour la qualité requise » (art. 2 parag. 1 de la ligne directrice EB).

Les objectifs de la ligne directrice sur les services d'équilibrage sont énoncés à l'art. 3 du règlement :

- promouvoir la concurrence, la non-discrimination et la transparence effectives,
- renforcer l'efficacité des marchés de l'équilibrage,
- soutenir l'intégration des marchés de l'équilibrage,
- contribuer à l'exploitation et au développement efficaces du réseau de transport de l'électricité, et soutenir le fonctionnement cohérent des différents marchés (journalier, intrajournalier, équilibrage),
- activer l'énergie d'ajustement d'une manière équitable, objective, transparente et fondée sur le marché,
- garantir l'intégration de la participation active de la demande (y compris par l'agrégation d'installations et le stockage de l'énergie),
- faciliter l'intégration des énergies renouvelables.

Les fonctions et responsabilités des parties en présence (GRT, GRD, fournisseurs de services d'équilibrage, responsables d'équilibre) sont définies aux art. 14 à 18 de la ligne directrice. Au titre de l'art. 14 parag. 1 de la ligne directrice EB, c'est le GRT respectif qui est responsable de l'activation de services d'équilibrage afin d'assurer la sécurité d'exploitation. Les GRD sont tenus de fournir toutes les informations nécessaires aux GRT (art. 15 parag. 2 de la ligne directrice EB), et les fournisseurs de services d'équilibrage doivent remplir les conditions requises dans le cadre de la procédure de préqualification (art. 16 parag. 1 de la ligne directrice EB). Par ailleurs, les responsables d'équilibre, qui sont financièrement responsables des déséquilibres à régler avec le GRT de raccordement, doivent s'efforcer de s'équilibrer ou de contribuer à l'équilibre du système électrique en temps réel (art. 17 parag. 1 et 2 de la ligne directrice EB).

¹⁸ Cf. également à ce sujet la distinction effectuée au point 1.2.



Dans les articles suivants, il est demandé aux GRT de mettre en place des plates-formes européennes pour l'échange des différents services d'équilibrage (voir également le point II.2.). Les caractéristiques des produits y sont définies de manière standardisée et des principes généraux relatifs au règlement sont également énoncés. En vertu de l'art. 44 parag. 1 de la ligne directrice EB, les procédures de règlement doivent notamment présenter les caractéristiques suivantes :

- établissement de signaux économiques adéquats reflétant la situation de déséquilibre,
- garantie que les déséquilibres sont réglés à un prix qui reflète la valeur de l'énergie en temps réel,
- création d'incitations pour les responsables d'équilibre,
- harmonisation des mécanismes de règlement,
- évitement des incitations faussées,
- soutien de la concurrence parmi les acteurs du marché,
- incitations pour les fournisseurs de services d'équilibrage,
- neutralité financière de tous les GRT.

En vertu de l'art. 59, ENTSO-E est tenu de présenter tous les deux ans un rapport détaillé présentant, entre autres, les progrès accomplis en matière d'intégration des marchés de l'équilibrage en Europe. En outre, au titre de l'art. 60, chaque GRT est tenu de publier un rapport sur l'équilibrage couvrant les deux années précédentes. Les voies à suivre respectives pour les GRT ou au niveau d'ENTSO-E peuvent être consultées sur la page du site Internet d'ENTSO-E consacrée à la [ligne directrice EB](#).

II.1.2. Les nouvelles dispositions du paquet « Une énergie propre pour tous les Européens »

Également appelé *Clean Energy Package*, le paquet législatif de l'UE « Une énergie pour tous les Européens » comprend huit actes législatifs. Quatrième paquet législatif relatif au marché énergétique de l'UE, il a été adopté en 2018-2019¹⁹.

L'art. 6 du règlement sur le marché intérieur de l'électricité ([Règlement \(UE\) 2019/943](#)) énonce les principes fondamentaux de l'organisation des marchés de l'équilibrage dans les États membres. Les paramètres essentiels devant être appliqués dans le cadre de l'organisation des marchés de l'équilibrage sont définis à l'art. 6 parag. 1 :

- interdiction de toute discrimination d'acteurs du marché individuels (les installations de production d'énergie renouvelable, la participation active de la demande et le stockage d'énergie doivent également bénéficier d'un accès non discriminatoire),
- définition transparente et technologiquement neutre des services,
- activation transparente et fondée sur le marché,
- prise en compte de l'évolution des conditions (part croissante de la production d'EnR, plus grande flexibilité de la demande et nécessité de développer de nouvelles technologies).

Si les autorités de régulation de l'énergie ne définissent aucune méthode de calcul alternative, le règlement de l'énergie d'ajustement repose sur une fixation des prix fondée sur le prix marginal (art. 6 parag. 4 du règlement sur le marché intérieur) ; les déséquilibres sont réglés à « un prix reflétant la valeur en temps réel de l'énergie » (art. 6 parag. 5 du règlement sur le marché intérieur). Comme c'est le cas en France et en Allemagne, le dimensionnement de la capacité de réserve, ainsi que les passations de marché qui concernent des capacités d'équilibrage sont effectués par les GRT. Aussi bien le dimensionnement que la passation des marchés sont facilités au niveau régional (art. 6 parag. 7 et 8 du règlement sur le marché intérieur).

¹⁹ Une [note de synthèse de l'OFATE](#) consacrée à la politique énergétique européenne à l'horizon 2030 résume les contenus essentiels du paquet législatif « Une énergie propre pour tous les Européens », exposant les implications pour la France et l'Allemagne.

Dans la directive sur le marché intérieur de l'électricité ([directive \(UE\) 2019/944](#)²⁰), à laquelle l'art. 6 du règlement sur le marché intérieur renvoie, les principes établissant les modalités de l'activation des services d'équilibrage sont énoncés (cf. art. 40 parag. 4 de la directive sur le marché intérieur) :

- activation sur la base de procédures transparentes, non discriminatoires et fondées sur le marché,
- participation de l'ensemble des entreprises d'électricité et des acteurs du marché qualifiés (y compris les installations de production d'énergie renouvelable, la participation active de la demande ainsi que les gestionnaires d'installations de stockage d'énergie et les entreprises opérant dans le domaine de l'agrégation),
- établissement commun des exigences techniques de participation à ces marchés par les autorités de régulation en collaboration avec le GRT.

Par ailleurs, en vertu de l'art. 59 parag. 1 du règlement sur le marché intérieur, la Commission européenne est habilitée à adopter de nouveaux codes de réseau. Ainsi, la phrase c) permet également l'adoption de codes de réseau ou de lignes directrices, notamment en ce qui concerne les plates-formes pour l'échange d'énergie d'équilibrage, les exigences applicables aux produits d'équilibrage, la procédure d'activation de services d'équilibrage, l'allocation de la capacité d'échange entre zones aux fins de l'échange de services d'équilibrage, le règlement de l'énergie d'équilibrage, etc. Cela ouvre la voie à une harmonisation encore plus approfondie des services d'équilibrage au niveau de l'UE au cours des prochaines années.

Car ils sont plus récents, ces deux actes législatifs que sont le règlement sur le marché intérieur et la directive sur le marché intérieur ont la priorité sur les directives de l'UE antérieures concernant l'exploitation de réseau et les marchés de l'équilibrage²¹. Par conséquent, les actes d'exécution des GRT doivent être ajustés aux nouvelles dispositions du marché intérieur de l'électricité, telles que l'appel d'offres séparé pour chaque type d'énergie d'équilibrage et l'activation fondée sur le marché, également pour les réserves de stabilisation de la fréquence (FCR). Le recours aux méthodes de fixation du prix alternatives aussi a été restreint. Dans l'ensemble, une complexité plus élevée résulte de l'évolution du cadre réglementaire ; les acteurs nationaux, notamment, doivent en partie réviser de façon significative leurs réglementations en vigueur. Sur les marchés de l'équilibrage, on constate une coexistence croissante du droit européen et du droit national, ainsi que des réglementations privées (telles que les dispositions relatives à la préqualification qui ont été adoptées par les GRT en accord avec l'autorité de régulation).

II.2. Évolution de l'harmonisation des marchés de l'équilibrage au niveau de l'UE

Les quatre GRT allemands coopèrent à l'échelle nationale dans le domaine de la fourniture d'énergie d'ajustement depuis déjà de nombreuses années. D'autres projets de coopération sont en place au niveau international, par ailleurs. Les GRT d'Autriche et d'Allemagne, par exemple, appellent la réserve secondaire et la réserve-minute conformément à un ordre de préséance économique (*Merit Order*²²).

Dans le contexte de la mise en œuvre de la ligne directrice de l'UE sur l'équilibrage du système électrique à l'échelle européenne (ligne directrice EB), les autorités de régulation de l'énergie et les GRT nationaux doivent mener en commun des projets pilotes pour l'intégration de la fourniture de services d'équilibrage dans le cadre d'une procédure coordonnée pour les différents types de services. Cette exigence résulte du chapitre 2 de la ligne directrice de l'UE relative à l'équilibrage du système (art. 19 et suiv. de la ligne directrice EB). Afin de se conformer à cette exigence, les GRT nationaux participent à la mise en place de plates-formes européennes pour l'échange de services d'équilibrage en vue de l'établissement d'un marché intérieur pour ces services. Différents délais de transposition sont ici définis pour les divers types de services d'équilibrage. Les principaux objectifs des projets de plates-formes

²⁰ Contrairement à un règlement, une directive n'a pas d'effet juridique direct dans l'État membre respectif et requiert d'abord une transposition dans la législation nationale.

²¹ Stiftung Umweltenergierecht 2019, *Auswirkungen des EU-Gesetzgebungspaketes „Saubere Energie für alle Europäer“ auf den Regelle Energiemarkt* [L'impact du paquet législatif de l'UE « Une énergie propre pour tous les Européens » sur le marché de l'équilibrage], p. 7 ([lien](#)).

²² Amprion 2020, *Regelreserve in Deutschland* [Les services d'équilibrage en Allemagne] ([lien](#)).

européens sont notamment de contribuer à une plus grande intégration du marché intérieur de l'électricité par une harmonisation renforcée des produits d'équilibrage, et de promouvoir ainsi une concurrence efficace, la non-discrimination et la transparence sur les marchés de l'équilibrage.

Depuis, les projets de plates-formes suivants ont été définis :

- *Frequency Containment Reserves* ([FCR](#)),
- *Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation* ([PICASSO](#)),
- *Manually Activated Reserves Initiative* ([MARI](#)),
- *Trans European Replacement Reserves Exchange* ([TERRE](#)),
- *International Grid Control Cooperation* ([IGCC](#)).

On trouvera dans la table ci-dessous une présentation des différents projets de plates-formes qui seront décrits brièvement dans la suite.






Type d'énergie d'ajustement	Délai de mobilisation	Projet de plate-forme de l'UE	États participants
FCR (réserve primaire)	< 30 secondes	FCR	
aFRR (réserve secondaire)	de 30 secondes à 15 minutes	PICASSO	
mFRR (réserve-minute)	15 minutes max.	MARI	
RR (réserve-minute)	15 minutes au minimum	TERRE	
Compensation des déséquilibres(IN)	-	IGCC	

Table 3 : Les projets de plates-formes de l'UE dans le domaine des services d'équilibrage
Source : [ENTSO-E 2020](#), présentation OFATE

FCR (réserve primaire)

Conformément aux objectifs de la ligne directrice concernée (ligne directrice EB), un marché intérieur pour l'activation et l'échange dans le domaine de la réserve primaire est mis en place dans le cadre de la coopération FCR. Dix GRT au total, provenant de sept pays, participent à ce projet régional ; ces pays sont : la Belgique (Elia), le Danemark (zone ouest, Energinet), l'Allemagne (50Hertz, Amprion, TenneT DE, TransnetBW), la France (RTE), les Pays-Bas (TenneT NL), l'Autriche (APG) et la Suisse (Swissgrid)²³. À l'exception du GRT danois mentionné précédemment, l'activation de la réserve primaire est déjà effectuée entre les différents GRT par le biais d'un mécanisme de marché entièrement opérationnel.

²³ ENTSO-E 2020, *Frequency Containment Reserves* ([lien](#) en anglais).



Les caractéristiques essentielles du produit d'équilibrage harmonisé sont les suivantes : il s'agit d'un produit symétrique (activation commune d'énergie d'ajustement à la hausse et à la baisse), et le volume d'offres minimales ainsi que la résolution de l'offre sont d'1 MW. Une liste par ordre de préséance économique commune est employée, se composant de toutes les offres à la disposition des GRT. Au 1^{er} juillet 2020, des modifications touchant la conception du produit sont entrées en vigueur pour la coopération FCR. Désormais, un appel d'offres journalier est effectué ; la durée du produit a d'abord été ramenée d'une semaine (avant le 1^{er} juillet 2019) à un jour (du 1^{er} juillet 2019 au 30 juin 2020), puis à 6 créneaux horaires de 4 heures chacun. D'après ENTSO-E, à l'avenir, l'accès au marché devra notamment être facilité aussi pour les petits participants afin d'optimiser les signaux d'investissement et d'améliorer l'efficacité socioéconomique du système²⁴.

PICASSO (réserve secondaire, aFRR)

Au titre de l'art. 21 de la ligne directrice EB, la mise en place d'une plate-forme européenne est prévue pour l'échange de réserve secondaire (aFRR). À l'heure actuelle, des GRT de 19 États sont représentés dans ce projet, dont RTE et les GRT allemands, entre autres. Par ailleurs, les GRT de Bulgarie, de Grèce et de Suisse, ainsi qu'ENTSO-E ont le statut d'observateurs du projet. L'objectif est la conception, l'implémentation et l'exploitation d'une plate-forme aFRR conforme aux lignes directrices de l'UE évoquées précédemment. Par ailleurs, une contribution à l'efficacité économique et technique du système électrique européen est exigée²⁵.

Une première consultation entre les parties prenantes a été réalisée fin novembre 2017. Une [proposition commune](#) (en anglais) par les GRT participants a été publiée le 18 décembre 2018. Cette proposition fournit une définition du produit standard et fixe le déroulement de la procédure d'offre, ainsi qu'un cadre pour la poursuite de l'harmonisation à l'échelle européenne. Conformément au calendrier d'implémentation du projet, la mise en service pour RTE et les GRT allemands est prévue pour le 3^e trimestre 2021 ; la date légale de mise en service pour tous les participants est le 24 juillet 2022²⁶.

MARI (réserve-minute, mFRR)

Consacré à la réserve tertiaire, le projet MARI doit permettre le développement d'une plate-forme européenne pour la restauration de fréquence automatique manuelle (mFRR). 28 GRT ont rejoint le projet dans le cadre d'un accord conclu en 2018. Outre ces 28 membres, quatre autres GRT, ainsi qu'ENTSO-E y participent en tant qu'observateurs²⁷. Par ailleurs, le 18 décembre 2018, une [proposition commune](#) (en anglais) a été déposée pour la mFRR, conformément à l'art. 20 de la ligne directrice EB. Pour les GRT allemands, une mise en service complète est prévue d'ici à fin 2021, ou pour le début du 1^{er} trimestre 2021. Conformément aux informations du projet et au titre de l'art. 62 de la ligne directrice EB, le GRT français (RTE) bénéficie d'une exemption permettant une mise en service à une date ultérieure²⁸.

TERRE (réserve-minute, RR)

Le projet TERRE est destiné à la mise en œuvre d'une plate-forme pour l'échange intereuropéen au niveau de la réserve-minute (*Replacement Reserves*, RR) avec une mise à disposition dans un délai inférieur à 30 minutes (« réserve complémentaire » en France). Lancé dès 2016, TERRE est un projet très avancé. Il doit permettre l'échange et l'activation optimisée d'un produit standard par le biais d'un ordre de préséance économique commun.

²⁴ ENTSO-E 2020, *Frequency Containment Reserves* ([lien](#) en anglais).

²⁵ ENTSO-E 2020, PICASSO ([lien](#) en anglais).

²⁶ GRT européens 2020, *aFRR-Platform Accession roadmap*, p. 2 ([lien](#) en anglais).

²⁷ ENTSO-E 2020, *Manually Activated Reserves Initiative* ([lien](#) en anglais).

²⁸ GRT européens 2020, *mFRR-Platform Accession roadmap*, p. 2 ([lien](#) en anglais).



Le projet comprend en tout huit GRT membres avec la participation de RTE. Par ailleurs, six autres GRT ainsi qu'ENTSO-E ont le statut d'observateurs du projet, auquel les GRT allemands ne participent pas. La mise en service du projet a été effectuée le 6 janvier 2020 par le GRT tchèque, en conformité avec les dispositions de l'art. 19 parag. 1 de la ligne directrice EB²⁹. La mise en service par RTE était prévue pour la fin du 2^e trimestre 2020 ; toutefois, du fait de la crise sanitaire, la planification a été ajustée³⁰. La plate-forme de RR TERRE est basée sur le système informatique LIBRA, lequel permet l'échange d'énergie d'ajustement par le regroupement des offres disponibles, facilitant ainsi l'optimisation de l'attribution.

IGCC

La plate-forme *International Grid Control Cooperation* a été sélectionnée par ENTSO-E en février 2016 comme future plate-forme européenne de compensation des déséquilibres (*Imbalance Netting*³¹). Il s'agit ici d'un processus impliquant deux ou plusieurs zones de réglage et visant à empêcher l'activation simultanée de restauration de la fréquence automatique (aFRR) dans des sens opposés grâce à la correction des processus respectifs de chaque zone. Le système employé pour cette correction permet une optimisation du recours à l'aFRR. Par ailleurs, dans le cadre du projet, la sécurité d'approvisionnement et les avantages socioéconomiques pour chaque membre de l'IGCC se voient accorder la priorité.

Au cours d'une première phase, les GRT allemands ont appliqué ce mécanisme dès mai 2010. Depuis, 24 États (27 GRT) participent à ce projet en Europe continentale. RTE fait partie du projet depuis février 2016. Les quantités d'énergie échangées sont publiées sur la plate-forme regelleistung.net en temps réel. Les principes de fonctionnement de l'IGCC ont été rassemblés par les GRT participants dans un [document commun](#) (en anglais), contenant une description de l'algorithme et présentant les processus d'exploitation ainsi que la fixation des prix.

Il existe par ailleurs un éventail d'autres projets pilotes européens consacrés aux différents types de services d'équilibrage. Ces projets ne seront pas examinés plus avant dans la présente note de synthèse³².

²⁹ ENTSO-E 2020, TERRE *project to deliver a European platform for the exchange of balancing energy from RR* ([lien](#) en anglais).

³⁰ RTE 2020, Projet TERRE ([lien](#)).

³¹ ENTSO-E 2020, *Imbalance Netting* ([lien](#) en anglais).

³² Une analyse de l'European University Institute présente les autres projets pilotes dans le domaine des services d'équilibrage, p. 73 ([lien](#) en anglais).



III. État des lieux des marchés de l'équilibrage en France et en Allemagne

Si, grâce à l'harmonisation européenne déjà en place (à ce sujet, cf. également II.), les marchés de l'équilibrage dans les deux pays présentent déjà certaines concordances en ce qui concerne la définition de produit et l'activation d'énergie d'ajustement, il existe également des différences notables. Dans la suite, on se penchera sur l'organisation actuelle des marchés de l'équilibrage en France et en Allemagne.

III.1. Organisation actuelle des marchés de l'équilibrage en Allemagne

En Allemagne, quatre GRT se partagent un nombre correspondant de zones de réglage : du fait de la spécificité de cette situation, la coopération dans le domaine de l'activation d'énergie d'ajustement est en place depuis de nombreuses années. Le cadre réglementaire et les caractéristiques essentielles des marchés de l'équilibrage allemands seront présentés brièvement dans la suite, ainsi que le rôle joué par les installations de production d'énergie renouvelable. En raison du renforcement de l'intégration européenne, dans le futur aussi, les GRT devront procéder, en concertation avec l'Agence fédérale des réseaux (BNetzA), à des ajustements de la réglementation touchant les différents produits d'équilibrage.

III.1.1. Le cadre réglementaire en Allemagne

Les lignes directrices de l'UE se rapportant aux questions de la gestion du système de transport (*System Operation*) et à l'équilibrage du système électrique (*Electricity Balancing*), de même que les nouvelles dispositions découlant du paquet législatif « Une énergie propre pour tous les Européens », doivent bien entendu aussi être prises en compte (à ce sujet, cf. II.1.). Toutefois, comme mentionné précédemment, les dispositions de ce dernier paquet de mesures – ainsi que, le cas échéant, les codes de réseau qui leur font suite – priment sur les anciennes lignes directrices, puisqu'il s'agit d'un acte législatif adopté ultérieurement.

Dans le droit allemand, les dispositions générales concernant l'exploitation du réseau découlent de la loi allemande sur le secteur de l'énergie (*Energiewirtschaftsgesetz, EnWG*). Les compétences relatives à la stabilisation du système électrique allemand sont définies par l'art. 13 EnWG. Ce sont les GRT qui sont responsables vis-à-vis du système. D'après la loi EnWG, des mesures liées d'abord au réseau et ensuite au marché doivent être mises en œuvre en vue d'établir l'équilibre du système. Par « mesures liées au réseau » on comprend en premier lieu des actions topologiques, tandis que les « mesures liées au marché » recouvrent différents instruments tels que le recours aux services d'équilibrage, aux charges flexibles ou à la gestion des congestions. Par ailleurs, les GRT peuvent procéder à d'autres ajustements, tels que l'ajustement de l'injection d'électricité dans le cadre de la gestion de l'injection. En vertu de l'[art. 14 EnWG](#), les GRD sont tenus d'apporter leur soutien à l'activité des GRT par des mesures propres appropriées.

En outre, les questions relatives aux services d'équilibrage sont abordées par le cadre réglementaire allemand dans le décret portant sur l'accès au réseau électrique du 25 juillet 2005 ([Stromnetzzugangsverordnung, StromNZV](#)). Dans ce décret, des dispositions détaillées relatives à l'activation, à la fourniture et au règlement sont définies, entre autres. À l'art. 2 StromNZV, on trouve par exemple les définitions de l'énergie d'ajustement, de la réserve primaire, de la réserve secondaire et de la réserve-minute. Les principes de l'activation d'énergie d'ajustement sont établis par l'art. 6 StromNZV. Au titre de l'art. 6 parag. 1 StromNZV, les quatre GRT sont tenus de lancer des appels d'offres publics pour les services d'équilibrage. Depuis 2001, ces appels d'offres sont publiés sur la plate-forme [regelleistung.net](#). Au titre de l'art. 7 StromNZV, la fourniture d'énergie d'ajustement est effectuée de la manière suivante : les gestionnaires de réseaux de transport concernés doivent avoir recours aux différents types de services d'équilibrage « en fonction des résultats des appels d'offres sur la base des courbes d'offre, en commençant toujours par l'offre la plus

avantageuse ». Pour chaque appel d'offres effectué, une courbe d'offre commune doit être publiée sur la plate-forme Internet commune (art. 9 parag. 2 StromNZV).

Par ailleurs, les règles permettant aux fournisseurs de services d'équilibrage (FCR, aFRR et mFRR) de participer au marché de l'équilibrage sont définies dans le document concernant la procédure de préqualification, publié conjointement par les quatre GRT³³. L'eupérisation croissante de l'activation d'énergie d'ajustement a pour effet une modification du rôle des autorités de régulation. L'organisation des règles du marché par la BNetzA, par exemple, découle aujourd'hui en grande partie des directives européennes³⁴.

III.1.2. Caractéristiques des marchés de l'équilibrage allemands

Catégories des services d'équilibrage

En Allemagne, on distingue trois types de services d'équilibrage : FCR (réserve primaire), aFRR (réserve secondaire) et mFRR (réserve-minute). D'après les exigences de préqualification, en Allemagne, l'activation complète de la FCR doit être effectuée dans un délai de 30 secondes. Comme la FCR, l'aFRR est activée automatiquement, toutefois uniquement dans les zones de réglage dans lesquelles se trouve la cause d'un déséquilibre, en fonction de leur part de responsabilité respective. En Allemagne, l'activation a lieu avec un délai de 5 minutes, selon un ordre de préséance économique : cela signifie que le recours aux fournisseurs d'énergie d'ajustement est effectué suivant une séquence ordonnée en fonction des coûts d'activation³⁵. Le délai d'activation de la « réserve-minute », ou mFRR, est de 15 minutes. L'activation de la mFRR n'est pas effectuée automatiquement ; les GRT responsables ont recours à la mFRR au cas par cas et en fonction du droit à l'activation de l'aFRR. Les réserves de remplacement (RR) activées dans les autres zones de réglage d'Europe continentale ne sont pas prises en compte en Allemagne³⁶. Dans l'ensemble, on peut constater que, comme on l'a déjà mentionné plus haut, l'approche suivie en Allemagne est de type réactif. En d'autres termes, le GRT active le service d'équilibrage en temps réel afin de pallier les déséquilibres dans le système³⁷.

Du fait de la situation spécifique de l'Allemagne avec quatre GRT en présence, ces derniers se sont regroupés en 2008-2010, formant une association pour la coopération en matière d'équilibrage du réseau (*Netzregelverbund*, NRW – à ce sujet, cf. également le point II.2. sur le projet IGCC). Au fil des années, cette coopération s'est intensifiée, ce qui, dans l'ensemble, a pu contribuer à la baisse des besoins en services d'équilibrage en Allemagne³⁸. C'est également cet objectif que vise le renforcement de l'harmonisation à l'échelle européenne. Dans le cadre du projet IGCC, les États voisins limitrophes ont également rejoint cette association de GRT, facilitant ainsi une approche aussi coordonnée que possible en ce qui concerne l'activation des services d'équilibrage.

Les règles de marché et les conditions d'accès sont fixées par la BNetzA ou par l'association des autorités de régulation de l'énergie européennes ACER, en coopération avec les GRT et les fournisseurs. Les fournisseurs potentiels de services d'équilibrage doivent d'abord passer par la procédure de préqualification technique (et ce, séparément pour chacun des types de services). Conformément à la liste de fournisseurs publiée par les GRT allemands (état : 2 mars 2020), 30 fournisseurs sont préqualifiés pour la capacité d'équilibrage dans la réserve primaire (FCR), 37 fournisseurs pour la réserve secondaire (aFRR) et 45 fournisseurs pour la réserve-minute (mFRR)³⁹.

³³ GRT allemands 2020, *Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter in Deutschland* [Procédure de préqualification pour les fournisseurs de services d'équilibrage en Allemagne], état : 29 mai 2020 ([lien](#)).

³⁴ Consentec 2020, *Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland* [Description de concepts relatifs à l'équilibrage du système et aux marchés de l'équilibrage en Allemagne], p. 3 ([lien](#)).

³⁵ Consentec 2020, p. 9 ([lien](#)).

³⁶ Consentec 2020, pp. 10-11 ([lien](#)).

³⁷ European University Institute 2018, *The EU Electricity Network Codes*, pp. 69-70 ([lien](#) en anglais).

³⁸ Consentec 2020, pp. 11-12 ([lien](#)).

³⁹ GRT allemands 2020, *Präqualifizierte Anbieter je Regelenergieart* [Fournisseurs préqualifiés par type d'énergie d'ajustement] ([lien](#)).

Dimensionnement des réserves et volumes activés

Conformément à la ligne directrice sur la gestion des réseaux de transport de l'électricité (ligne directrice SO), une capacité de 3 000 MW doit être conservée sur le réseau interconnecté d'Europe continentale pour la FCR. Le volume de FCR devant être conservé par chaque zone de réglage est actualisé une fois par an. Au titre de l'art. 153 parag. 2 lettre d), celui-ci est déterminé en s'appuyant sur le volume de la production et de la consommation nettes dans la zone de réglage respective. Toutefois, il faut tenir compte du fait qu'un appel d'offres commun est effectué pour la FCR, avec la participation de la Belgique, la France, les Pays-Bas, l'Autriche et la Suisse, de sorte que la capacité de réserve primaire exacte attribuée peut varier d'une zone de réglage à l'autre⁴⁰. Depuis janvier 2017, l'activation de FCR est effectuée dans le cadre du projet de plate-forme européenne mentionné ci-dessus ; auparavant, cette activation était effectuée sur la base d'un prix réglementé. À partir de janvier 2020, ce ne sont plus que 1 379 MW au total qui feront l'objet d'une activation dans le cadre de la coopération FCR. Les besoins spécifiques résultant pour les différents pays participants sont comme suit : 100 MW (part minimale définie) pour la Belgique, les Pays-Bas, l'Autriche et la Suisse, 171 MW pour l'Allemagne et 154 MW pour la France⁴¹.

Les données principales relatives aux différents appels d'offres sont présentées sur la plate-forme regelleistung.net⁴². On peut constater par exemple que, globalement, la part fixe moyenne pour la fourniture de réserve primaire affiche une baisse au cours des dernières années : elle est désormais nettement inférieure à 2 000 € par MW et par semaine. Pour la période de juin à fin août 2020, notamment, la part fixe par semaine s'élevait approximativement à 1 000 € par MW et par semaine.

Moins étroitement soumis aux directives européennes, le dimensionnement des réserves aFRR et mFRR est effectué par les GRT allemands. De ce fait, des différences significatives entre États peuvent apparaître lors de la détermination des besoins. Depuis le 9 décembre 2019, ces besoins ne sont plus calculés à l'avance de façon trimestrielle, mais de façon hebdomadaire⁴³. Pour les réserves aFRR et mFRR, l'appel d'offres est journalier ; pour les FCR, depuis le 1^{er} juillet 2020, il est effectué toutes les quatre heures.

Comme on peut le voir sur le graphique ci-dessous, les volumes d'appels d'offres étaient en baisse au cours des dernières années, en particulier en ce qui concerne la fourniture de mFRR. Cette évolution peut, entre autres, s'expliquer par les développements importants qu'ont connus les règles de marché pour l'aFRR et la mFRR sur cette période.

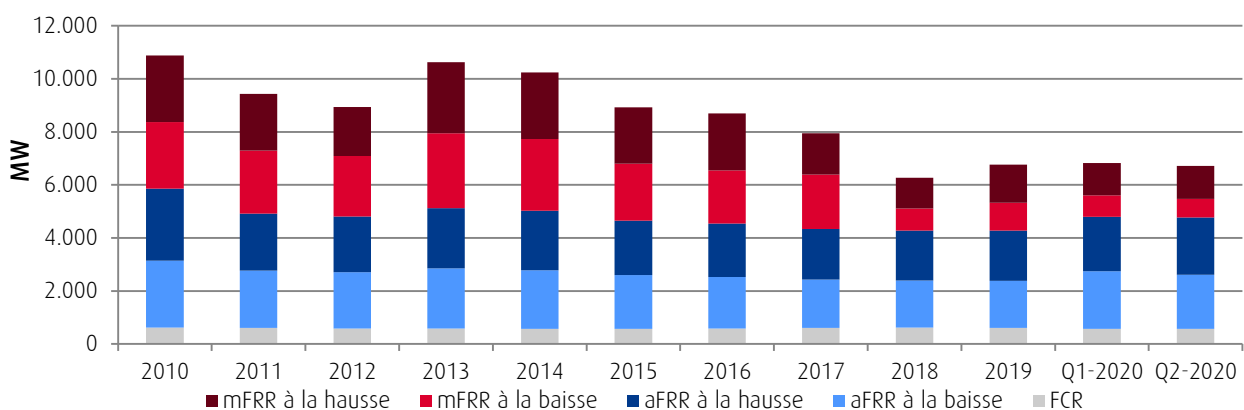


Figure 4 : Volumes moyens des appels d'offres lancés par les GRT pour les différents types de services d'équilibrage depuis 2010
Source : [BNetzA/BKartA 2019](#) / [GRT allemands 2020](#), présentation OFATE

⁴⁰ Consentec 2020, p. 15 ([lien](#)).

⁴¹ Regelleistung.net 2020, coopération internationale pour la réserve primaire ([lien](#)).

⁴² Regelleistung.net 2020, centre de données ([lien](#)).

⁴³ Amprion 2020, *Regelreserve in Deutschland* [Les services d'équilibrage en Allemagne] ([lien](#)).

Règles d'activation et rémunération

Pour l'aFRR et la mFRR, l'activation est effectuée en deux étapes selon le principe du *pay as bid* (part fixe et part variable). La réserve primaire est ensuite attribuée sur la base de la part fixe proposée par une procédure à prix unique (*uniform pricing*⁴⁴). L'appel des services d'équilibrage est effectué uniquement auprès des fournisseurs retenus. Pour l'aFRR, il est effectué automatiquement suivant l'ordre de préséance économique des offres de part variable. De plus, s'ils considèrent que cela est approprié, voire nécessaire, les GRT activent la mFRR.

Pour tous les types de réserves, la rémunération versée par les GRT aux fournisseurs de services d'équilibrage se base sur la part fixe. En outre, pour l'aFRR et la mFRR, une rémunération est versée sur la base du prix de l'énergie, prenant donc en compte la quantité d'énergie effectivement utilisée⁴⁵. Les coûts de la conservation de services d'équilibrage (part fixe) sont couverts par les tarifs d'utilisation des réseaux, qui sont à la charge des consommateurs. Les coûts du recours effectif à des services d'équilibrage par l'appel d'énergie d'ajustement sont réglés directement, par le biais du « mécanisme de prix de l'énergie d'ajustement », par les responsables des déséquilibres à l'aide d'un prélèvement spécial, le reBAP (prix de l'énergie d'équilibrage uniforme entre zones) – l'énergie d'ajustement étant ici la quantité d'énergie requise pour parvenir à l'équilibre⁴⁶.

En vue de mettre en place des incitations pour le bon équilibrage des périmètres, une méthodologie de calcul définie par la BNetzA dans la [spécification BK6-12-024](#) est appliquée pour le prix de l'énergie d'ajustement ; cette méthodologie a été complétée en avril 2016 par l'introduction d'un modèle échelonné linéarisé ([communication de la BNetzA](#)). En 2018, suite à la hausse des prix de l'énergie d'ajustement (en 2017, la plus haute valeur a atteint 24 455,05 €/MWh), le mécanisme d'appels d'offres a fait l'objet d'un ajustement à l'aide de deux spécifications de la BNetzA. Désormais, outre la part fixe, la part variable était également prise en compte lors de la décision d'attribution (« procédure du prix mixte »). Ce changement est entré en vigueur le 12 juillet 2018. Il signifiait un ajustement significatif du marché de l'équilibrage ; dans ce contexte, parallèlement au mécanisme d'adjudication, un prix plafond de 9 999 €/MWh a été introduit dès janvier 2018 pour les offres de part variable dans les réserves aFRR et mFRR. D'après une analyse du GRT 50 Hertz, l'application de la procédure de prix mixte a eu pour effet une diminution de l'incitation financière conduisant à fermer des positions ouvertes sur le marché journalier, ce qui a entraîné l'apparition de déséquilibres plus importants dans le système⁴⁷. D'autres acteurs du marché, tels que Next Kraftwerke, avançaient que la procédure de prix mixte aurait pour effet des parts variables plus basses. Par conséquent, les technologies dont la part variable est élevée sont éliminées du marché, ce qui nuit à la concurrence. De plus, les potentiels éventuels que représentent ces technologies restent ainsi inutilisés. Enfin, toujours d'après Next Kraftwerke, les incitations pour le respect du périmètre d'équilibrage étant moins importantes, entraînant des risques pour la sécurité d'approvisionnement⁴⁸.

Les spécifications relatives à la procédure de prix mixte ont été annulées le 22 juillet 2019 par le tribunal régional supérieur de Düsseldorf⁴⁹. En mai 2020, la BNetzA a autorisé une modification de la méthodologie de calcul qui s'appuie désormais de façon accrue sur le couplage par les prix en bourse⁵⁰. Cette nouvelle méthodologie doit permettre de mieux refléter la valeur en temps réel de l'énergie d'ajustement par la réduction des potentiels d'arbitrage entre le marché de gros et le marché de l'équilibrage. Un [document](#) commun publié par les quatre GRT offre une synthèse de la méthodologie de calcul du reBAP. Le règlement est effectué en appliquant des prix d'énergie d'ajustement au quart d'heure symétriques pour l'association de coopération en matière d'équilibrage⁵¹.

⁴⁴ Amprion 2020, *Regelreserve in Deutschland* [Les services d'équilibrage en Allemagne] ([lien](#)).

⁴⁵ Consentec 2020, p. 23-24 ([lien](#)).

⁴⁶ BNetzA / BKartA 2019, pp. 212-213 ([lien](#)).

⁴⁷ 50Hertz 2019, *Regelenergiemarkt zwischen Gestern und Morgen* [Marché de l'équilibrage entre hier et demain], p. 6 ([lien](#)).

⁴⁸ NextKraftwerke 2019, *100 Tage Mischpreisverfahren* [La procédure de prix mixte sur 100 jours], p. 20 ([lien](#)).

⁴⁹ BNetzA / BKartA 2019, pp. 212-213 ([lien](#)).

⁵⁰ BNetzA 2020, décision BK6-19-552 du 11 mai 2020 ([lien](#)).

⁵¹ On trouvera d'autres informations relatives au calcul du prix de l'énergie d'ajustement sur la plate-forme [regelleistung.net](#).

En octobre 2019, la BNetzA a autorisé un concept des GRT d'après lequel un « marché d'ajustement national⁵² » sera introduit à l'avenir pour la fourniture d'aFRR et de mFRR⁵³. Cela signifie qu'à partir de la mi-2020, il y aura des marchés séparés pour la fourniture de capacité d'équilibrage et d'énergie d'ajustement. Jusqu'à présent, il fallait être lauréat sur le marché des capacités d'équilibrage pour pouvoir fournir de l'énergie d'ajustement. Contrairement à ce qui était le cas avec l'ancien mécanisme d'appels d'offres, à l'avenir, l'énergie d'ajustement sera fournie par tous les fournisseurs préqualifiés, indépendamment de leur participation au marché de la capacité d'équilibrage⁵⁴. De cette manière, on espère garantir une plus grande liquidité du marché, ce qui permettra à l'avenir de faire baisser les prix et de prévenir les prix extrêmes.

Après l'apparition de déséquilibres importants sur le réseau électrique allemand pendant une longue période en juin 2019, rendant nécessaire le recours aux services d'équilibrage ainsi que la mise en œuvre de mesures supplémentaires en vue de la stabilisation de système, la BNetzA a déjà adressé des avertissements à cinq responsables d'équilibre. Suite à une analyse de données relatives aux échanges et aux périmètres d'équilibre, et couvrant une période de trois jours en juin 2019, des procédures d'amendes ont été engagées contre trois acteurs soupçonnés de manipulation du marché, conformément au [règlement de l'UE 1227/2011](#) sur l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (règlement REMIT). L'objectif de cette procédure est de clarifier si la situation extrême de juin 2019 a été exploitée par les acteurs du marché et si le prix de l'électricité a été influencé. À la suite de ces événements, la BNetzA a non seulement engagé une procédure de surveillance et d'amende, mais a également adapté les règles relatives aux responsables d'équilibre en décembre 2019 ([spécifications de la BNetzA](#)). La suite de la procédure pourrait avoir une influence sur l'organisation future des marchés de l'équilibrage et sur l'interaction avec le marché intrajournalier.

Le coût global pour la réserve d'énergie d'ajustement (part fixe) a baissé continuellement au cours des dernières années. Ceci pourrait être dû à l'ouverture du marché et à la forte augmentation du nombre de concurrents⁵⁵. Les coûts de la constitution des réserves sont publiés tous les ans par la BNetzA dans son rapport de suivi (cf. figure ci-dessous).

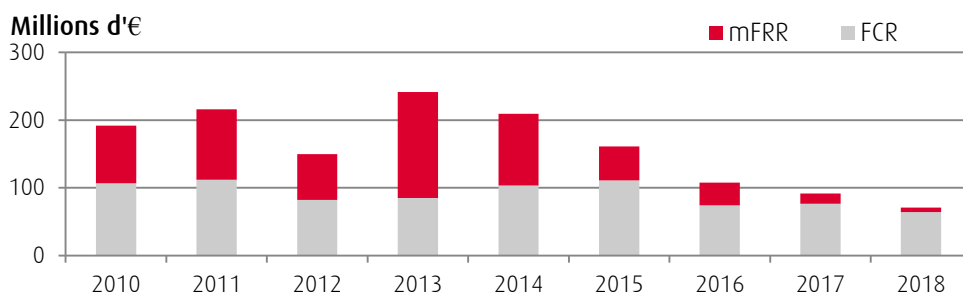


Figure 5 : Coûts de la constitution et reconstitution des réserves en Allemagne depuis 2010

Source : [BNetzA/BKartA](#), présentation OFATE

Les données de marché relatives au recours à la capacité d'équilibrage peuvent être consultées sur la plate-forme SMARD de la BNetzA. Alors que l'aFRR est utilisée pour presque chacun des 35 040 quarts d'heure que compte une année, le recours à la mFRR est bien moins fréquent. En 2018, uniquement 1 % environ des appels d'offres mFRR à la hausse et à la baisse mis aux enchères a été utilisé. Dans l'ensemble, on constate que les quantités d'énergie réellement utilisées au cours des dernières années ont peu changé. En 2018, la quantité d'énergie utilisée dans le domaine

⁵² Le travail électrique désigne la quantité d'énergie électrique convertie en d'autres formes d'énergie ([source](#)). Comme pour l'énergie électrique et contrairement à la puissance électrique [W], il s'agit d'une quantité d'énergie [kWh] ; les termes « énergie d'équilibrage » et « énergie d'ajustement » sont donc employés ici comme des synonymes.

⁵³ BNetzA 2019, *Einführung eines Regelarbeitsmarktes* [Introduction d'un marché de l'ajustement] ([lien](#)).

⁵⁴ On trouvera d'autres informations dans la décision BK6-18-004-RAM de la BNetzA du 2 octobre 2019 ([lien](#)).

⁵⁵ NextKraftwerke 2019, *100 Tage Mischpreisverfahren* [La procédure de prix mixte sur 100 jours], p. 6 ([lien](#)).

des aFRR à la hausse et à la baisse était de respectivement 1,3 TWh et 1,1 TWh (2017 : 1,2 TWh et 1,1 TWh). Pour la mFRR en 2018, les chiffres étaient de 123 GWh à la hausse et 63 GWh à la baisse (2017 : 135 GWh et 73 GWh⁵⁶). La part fixe moyenne par semaine pour la fourniture de réserve secondaire subit des fluctuations importantes : dans les dernières semaines, elle s'élevait à 10 € par MW et par semaine ; elle était supérieure à 300 € par MW et par semaine pour l'aFRR à la baisse, et oscillait entre 120 € et plus de 400 € par MW et par semaine pour la réserve d'aFRR à la hausse. L'examen de la fourniture de mFRR révèle une fourchette comparable.

La table ci-dessous présente les caractéristiques des différents types de services d'équilibrage mis aux enchères en Allemagne (FCR, aFRR, mFRR).

	Réserve primaire (FCR)	Réserve secondaire (aFRR)	Réserve tertiaire (mFRR)
Période des appels d'offres	depuis le 1 ^{er} juillet 2020 : journalier, <i>day ahead</i>	journalier <i>day ahead</i>	journalier <i>day ahead</i>
Différenciation des produits	produit symétrique	à la hausse et à la baisse	à la hausse et à la baisse
Délai d'activation	< 30 secondes	< 5 minutes	< 15 minutes
Offre minimale	1 MW	1 MW (si un fournisseur ne fait qu'une seule offre, sinon 5 MW)	1 MW (si un fournisseur ne fait qu'une seule offre, sinon 5 MW)
Procédure d'attribution	ordre de préséance économique de la part fixe (rémunération au prix du <i>clearing</i>)	ordre de préséance économique de la part fixe (<i>pay as bid</i> , part fixe et part variable)*	ordre de préséance économique de la part fixe (<i>pay as bid</i> , part fixe et part variable)*

Table 4 : Caractéristiques des types de services d'équilibrage mis aux enchères (* : l'introduction du marché de l'ajustement a pour conséquence des marchés séparés pour la fourniture de capacité d'équilibrage et d'énergie d'ajustement)

Source : [Consentec 2020](#), présentation OFATE

Aussi bien en France qu'en Allemagne, les charges flexibles et les gros consommateurs peuvent fournir de la capacité d'équilibrage. Par ailleurs, la directive sur les interruptions de charge (*Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten, AbLaV*) du 16 août 2016 permet aux consommateurs et aux fournisseurs industriels de participation active de la demande de proposer des interruptions immédiates (*sofort abschaltbare Lasten, SOL*) et des interruptions rapides (*schnell abschaltbare Lasten, SNL*). Pour une interruption immédiate, l'activation est effectuée automatiquement avec un délai de 350 millisecondes ; pour une interruption rapide, l'activation est effectuée à distance dans les 15 minutes. Pour ces deux types de services, le volume d'appel d'offres s'élève respectivement à 750 MW.

⁵⁶ BNetzA / BKartA 2019, p. 211 ([lien](#)).

III.1.3. Rôle des installations de production d'énergie renouvelable sur les marchés d'équilibrage

De manière croissante, d'autres fournisseurs que les centrales conventionnelles participent aux marchés de l'équilibrage, tels que les installations de stockage d'électricité ou les installations de production d'énergie renouvelable, par exemple. Les GRT allemands ont ouvert le marché pour les batteries de grande puissance en 2015, en adaptant les règles de préqualification pour la fourniture de réserve primaire. En Allemagne, actuellement, la réserve primaire préqualifiée mise à disposition par les batteries s'élève à 0,38 GW (en novembre 2019). Par ailleurs, les charges pilotables contribuent également à tous les types de services d'équilibrage⁵⁷. Jusqu'à présent, parmi les installations de production d'énergie renouvelable, ce sont surtout les centrales hydrauliques et les installations de biogaz qui fournissent de la capacité d'équilibrage et peuvent participer à tous les marchés d'équilibrage. En novembre 2019, la réserve primaire mise à disposition par l'énergie hydraulique s'élevait à 4,37 GW au total⁵⁸.

Afin de faciliter la participation aux marchés de l'équilibrage pour les installations de production d'énergie renouvelable variable – éoliennes et installations photovoltaïques – la BNetzA a mis en place en juin 2017 une nouvelle réglementation concernant les conditions des appels d'offres et les obligations de publication pour l'aFRR et la mFRR⁵⁹. Pour l'aFRR, par exemple, on est passé d'un appel d'offres hebdomadaire à un appel d'offres journalier ; pour la mFRR aussi, on est passé d'un appel d'offres au jour ouvrable à un appel d'offres au jour civil. De plus, les créneaux horaires ont été fortement raccourcis et sont désormais de quatre heures, et de nouvelles dispositions relatives au seuil de participation ont été introduites. Les installations de production d'énergie renouvelable variable sont particulièrement concernées par ces modifications : en effet, celles-ci ont désormais la possibilité d'effectuer des prévisions et de prendre une décision quant au recours à leur capacité⁶⁰.

Une étude mandatée par le ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie (*Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*, BMWi) et réalisée sur la période d'août 2014 à fin décembre 2016 a montré la faisabilité technique d'une participation des éoliennes et des installations photovoltaïques à la réserve secondaire et à la réserve primaire⁶¹. Dans le cadre de projets pilotes, les GRT ont permis à des éoliennes de se préqualifier pour la fourniture de mFRR. Si, dans ce contexte, de premières éoliennes ont effectivement obtenu la préqualification pour la fourniture de mFRR à la baisse, d'après la BNetzA, une participation à des appels d'offres n'a toutefois pas encore eu lieu⁶².

⁵⁷ GRT allemands 2019, *Präqualifizierte Leistung in Deutschland* [Puissance préqualifiée en Allemagne] ([lien](#)).

⁵⁸ GRT allemands 2019, *Präqualifizierte Leistung in Deutschland* [Puissance préqualifiée en Allemagne] ([lien](#)).

⁵⁹ BNetzA 2017, Spécifications relatives aux conditions d'appel d'offres et aux publications pour la réserve secondaire ([BK6-15-158](#)) et relatives à la réserve-minute ([BK6-15-159](#)).

⁶⁰ BNetzA / BKartA 2019, p. 204 ([lien](#)).

⁶¹ Fraunhofer IWES et al. 2017, *Regelenergie durch Wind- und Photovoltaikparks* [Énergie d'ajustement par les parcs éoliens et photovoltaïques] ([lien](#)).

⁶² BNetzA / BKartA 2019, p. 204 ([lien](#)).

III.2. L'organisation actuelle des marchés de l'équilibrage en France

Après la présentation de la situation actuelle du marché de l'équilibrage en Allemagne, le cadre réglementaire et les principales caractéristiques de ce même marché en France seront maintenant exposés. On a déjà évoqué une première différence au point III.1.2. : en France, contrairement à ce qui est le cas en Allemagne, les réserves de remplacement (RR) sont aussi utilisées dans le domaine de la réserve-minute, en plus de la mFRR. Les programmes de production sont analysés par RTE afin de réaliser des prédictions systémiques et d'appeler la réserve tertiaire à l'avance ; on parle alors d'approche d'équilibrage proactive. Du fait de cette approche, les quantités d'énergie activée de la réserve tertiaire (mFRR+RR) sont beaucoup plus élevées en France qu'en Allemagne⁶³.

Dans un livre vert publié par RTE en juillet 2016, le GRT français prévoit de continuer à s'appuyer sur une telle approche centralisée et proactive afin de maintenir un recours aux réserves aussi bas que possible⁶⁴. Toutefois, il convient de noter que, du fait de l'harmonisation européenne croissante, un ajustement significatif de la stratégie d'équilibrage aura lieu en France aussi, notamment dans le domaine de la réserve secondaire. Une proposition de janvier 2020 en vue du développement des modalités de l'aFRR par RTE prévoit par exemple une évolution de l'appel d'aFRR conformément aux directives de l'UE⁶⁵. De plus, l'activation d'aFRR doit être effectuée par appels d'offres journaliers et une harmonisation doit s'appliquer quant au délai de mobilisation, qui doit passer à 300 s⁶⁶.

III.2.1. Le cadre réglementaire en France

Parallèlement aux directives de l'UE décrites précédemment, en France, ce sont les [art. L321-10 et suiv.](#) du Code de l'énergie (CE) qui définissent les missions des gestionnaires de réseau. Le GRT RTE se voit confier la mission de garantir la sécurité, la fiabilité d'approvisionnement et l'efficacité du système électrique. En vertu de l'art. L321.11, RTE est tenu de veiller à la disponibilité et à la mise en œuvre des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau. L'art. L322-9 définit la responsabilité des GRD en ce qui concerne la stabilisation et la sécurité des réseaux qu'ils exploitent respectivement en liaison avec le GRT (RTE).

Le cadre réglementaire français est affiné par la définition des modalités du marché pour la fourniture des différents types de services d'équilibrage. Dans le système électrique français, on fait la distinction entre les réserves avec activation automatique (réserves primaire et secondaire), désignées comme services système fréquence ou mécanisme d'équilibrage, et les réserves avec activation manuelle recouvrant les différents types de réserves tertiaires. On parle alors de « mécanisme d'ajustement »⁶⁷. Pour les réserves primaire et secondaire, les Règles Services Système Fréquence publiées par RTE s'appliquent⁶⁸. Le GRT français publie également les dispositions relatives à la fourniture de capacité d'équilibrage à la hausse ou à la baisse dans le cadre de la réserve tertiaire (Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au Recouvrement des charges d'ajustement⁶⁹). La dernière actualisation date du 1^{er} juin 2020. Par ailleurs, les Règles relatives au dispositif de Responsable d'Équilibre sont continuellement actualisées par RTE⁷⁰.

⁶³ 50Hertz, *Regelleistungsmärkte in Frankreich: ein Überblick* [Marchés des capacités d'équilibrage en France : un panorama] ([lien](#)).

⁶⁴ RTE 2016. Feuille de route de l'équilibrage du système électrique français ([lien](#)).

⁶⁵ RTE 2020, Évolution des modalités de dimensionnement, de constitution et d'activation de la réserve secondaire, pp. 10-12 ([lien](#)).

⁶⁶ RTE 2020, p. 11 ([lien](#)).

⁶⁷ RTE 2020, Mécanisme d'ajustement et services système fréquence ([lien](#)).

⁶⁸ RTE 2020, Règles Services Système Fréquence, Version applicable au 30 Mai 2020 ([lien](#)).

⁶⁹ RTE 2020, Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au Recouvrement des charges d'ajustement, Version en vigueur au 1^{er} juin 2020 ([lien](#)).

⁷⁰ RTE, Règles relatives au dispositif de Responsable d'Équilibre ([lien](#)).

III.2.2. Caractéristiques des marchés de l'équilibrage français

Catégories et dimensionnement des réserves

Comme en Allemagne, l'agencement de la réserve primaire (FCR) est effectué dans le cadre du mécanisme commun européen. L'attribution est effectuée dans le cadre d'un mécanisme d'appel d'offres en commun avec les partenaires de la coopération FCR (à ce sujet, cf. II.2.). D'après les Règles Services Système Fréquence, en France, le volume des besoins en FCR et en aFRR est compris entre 980 MW et 1 750 MW, la valeur moyenne annuelle ne devant pas excéder 1 310 MW⁷¹. Tous les exploitants d'installations de production avec une puissance installée supérieure à 120 MW sont obligés de participer à ce mécanisme⁷².

Comme en Allemagne, le mécanisme d'ajustement dans le cadre de la réserve tertiaire de RTE est activé manuellement et vient compléter la réserve secondaire lorsque celle-ci ne suffit pas à pallier un déséquilibre du système. Au niveau local également, il est possible de réagir à la production excédentaire ou manquante en ayant recours à la réserve tertiaire. Les conditions d'accès sont définies par RTE dans les Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au Recouvrement des charges d'ajustement (voir III.2.1.). En France, la réserve tertiaire recouvre différents types de services d'équilibrage (à ce sujet, cf. également la table ci-dessous). On distingue ainsi la réserve tertiaire mFRR, conforme à la définition européenne (réserve rapide) et qui peut être activée dans un délai de 13 minutes, et une réserve complémentaire (RR) qui, elle, peut être activée dans un délai de 30 minutes.

De plus, les consommateurs français fournissent en moyenne environ 1 750 MW de réserve tertiaire ; les exigences en matière de disponibilité ne sont toutefois pas aussi strictes. En outre, conformément à l'art. L321-13 du CE, toutes les installations de production raccordées au réseau de transport sont tenues de fournir la puissance non utilisée à RTE en vue de l'équilibrage du système dans le cadre de la réserve tertiaire. De même, les acteurs étrangers peuvent faire des offres sur une base volontaire pour une participation au mécanisme d'ajustement. Sur son site Internet, RTE propose des données de marché en temps réel relatives aux différents types de services d'équilibrage, avec résolution demi-horaire⁷³.

Focus : activation au coût marginal ou au prorata

Sur le réseau interconnecté d'Europe continentale, deux concepts différents sont appliqués à part quasiment égale pour l'appel de capacité d'équilibrage. Il s'agit, d'une part, de l'appel selon une liste d'ordre de préséance économique : avec ce concept, les offres acceptées sont triées et appelées par ordre croissant en fonction de la part variable, ce qui doit permettre de minimiser les coûts d'appel. Les GRT ne dérogent à l'ordre de préséance économique que lorsque l'appel entraînerait des saturations du réseau. L'autre concept d'appel est l'activation « au prorata » : avec cette procédure, toutes les offres acceptées sont rémunérées de façon proportionnelle (prorata) et à la même hauteur⁷⁴. L'activation au prorata a pour effet des flux plus réguliers sur le réseau de transport que cela est le cas avec une activation suivant l'ordre de préséance économique ; toutefois, elle peut entraîner des coûts d'appel plus élevés, notamment dans la mesure où les installations particulièrement chères peuvent également participer de façon proportionnelle.

Règles d'activation et rémunération

Contrairement à la situation prévalant sur le réseau de transport allemand, l'appel d'aFRR en France par RTE est réalisé au prorata et rémunéré à un prix réglementé de 18 €/MW par heure. À l'avenir, l'activation devra être basée sur un ordre de préséance économique pour les différents types de services d'équilibrage, en conformité avec les

⁷¹ RTE 2020, pp. 46-47 ([lien](#)).

⁷² CRE 2019, Services système et mécanisme d'ajustement ([lien](#)).

⁷³ RTE 2020, *Balancing* ([lien](#) en anglais).

⁷⁴ Cronenberg 2018, *Bewertung einer regelzonenübergreifenden Leistungs-Frequenz-Regelung* [Analyse d'un réglage fréquence-puissance uniforme entre zones], pp. 19-20 ([lien](#)).



directives de l'UE. Une proposition de janvier 2020 en vue du développement des modalités de la réserve secondaire (aFRR) par RTE prévoit une évolution de l'appel d'aFRR conformément aux directives de l'UE relatives à l'approvisionnement de services d'équilibrage. Cette évolution doit permettre à l'avenir une activation d'aFRR sur la base d'un ordre de préséance économique au niveau européen dans le cadre du projet PICASSO⁷⁵. Par ailleurs, entre autres développements, le rapport RTE envisage une harmonisation du délai de mobilisation de la réserve secondaire, lequel doit passer à 5 minutes⁷⁶. Le 2 avril 2020, l'autorité de régulation (la CRE) a publié une communication à cet égard, soulignant que l'uniformisation croissante de l'activation d'aFRR permet un recours plus rentable à ce produit. La mise en œuvre des nouvelles modalités est prévue pour le 3^e trimestre 2021. Enfin, la feuille de route de RTE prévoit un passage complet à une réserve secondaire basée sur le *Merit Order* et à un délai de mobilisation de 5 minutes d'ici à 2024⁷⁷.

La rémunération de la capacité d'équilibrage conservée dans le cadre des réserves automatiques (FCR, aFRR) est basée sur un « prix forfaitaire capacité », qui s'élève à 9,098 €/MW et est réglé par pas demi-horaire, le calcul exact dépendant du mode d'attribution : par appel d'offres (FCR) ou par obligation⁷⁸. Dans le domaine de la rémunération aussi, on assistera à l'avenir à une harmonisation européenne croissante du fait de modalités d'appels d'offres communes. La rémunération de ces réserves et les coûts entraînés par l'élimination des congestions sur les réseaux nationaux à l'aide de capacité d'équilibrage seront mutualisés entre les consommateurs d'électricité par le biais des tarifs d'utilisation des réseaux (TURPE⁷⁹). Comme en Allemagne, les quantités d'énergie réellement activées sont réglées directement avec les responsables d'équilibre, en s'appuyant sur le prix de règlement des écarts ; le calcul se base sur les règles publiées par RTE⁸⁰.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) joue un rôle de première importance dans l'organisation du marché. Conformément aux dispositions des art. L321-10, L321-11 et L321-14 du CE, c'est la CRE qui autorise les dispositions relatives aux différents types de services d'équilibrage. Les dernières décisions de la CRE, notamment, ont eu pour effet une ouverture progressive du marché pour d'autres acteurs (consommateurs, installations raccordées aux réseaux de distribution, etc.). Par ailleurs, la CRE participe de plus en plus à l'harmonisation des marchés de l'équilibrage à l'échelle européenne.

⁷⁵ RTE 2020, Évolution des modalités de dimensionnement, de constitution et d'activation de la réserve secondaire, pp. 10-12 ([lien](#)).

⁷⁶ RTE 2020, p. 11 ([lien](#)).

⁷⁷ RTE 2020, p. 41 ([lien](#)).

⁷⁸ RTE 2020, p. 69 ([lien](#)).

⁷⁹ CRE 2019, Services système et mécanisme d'ajustement ([lien](#)).

⁸⁰ RTE 2020, p. 188 ([lien](#)).

Dans la délibération annuelle de la CRE relative à l'évolution du TURPE, les coûts supportés par RTE et mutualisés entre les consommateurs par le biais des tarifs d'utilisation des réseaux sont également publiés : il s'agit ici des coûts de constitution et reconstitution des réserves (coûts fixes). Le graphique ci-dessous illustre les coûts pour la période 2017-2019. On constate une légère tendance à la baisse au cours des dernières années.

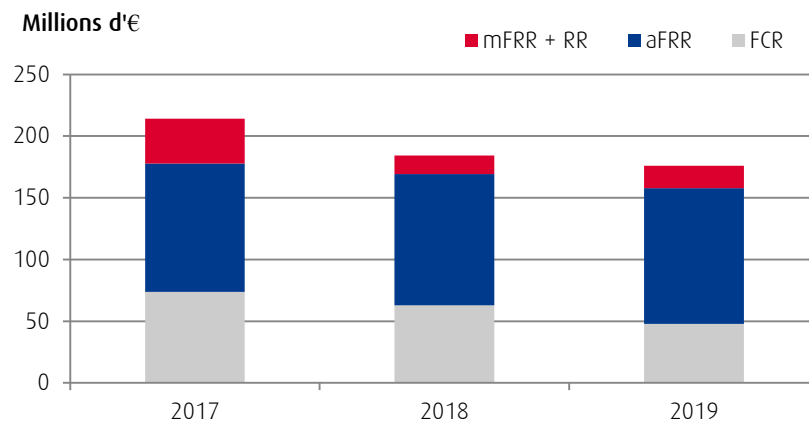


Figure 6 : Coûts de la constitution et reconstitution des réserves en France, 2017-2019
Source : CRE⁸¹, présentation OFATE

Pour la fourniture de réserve tertiaire (mFRR+RR) dans le cadre du mécanisme d'ajustement, les coûts moyens suivants ont été observés en France depuis 2017 (figure 7). L'ajustement à la baisse doit être réglé par les responsables d'équilibre à RTE, tandis que RTE rémunère les fournisseurs de services d'équilibrage pour l'ajustement à la hausse. En 2019, un volume total de 8,1 TWh a été activé dans le cadre du mécanisme d'ajustement, ce qui représente près de 1,7 % de la consommation annuelle brute⁸².

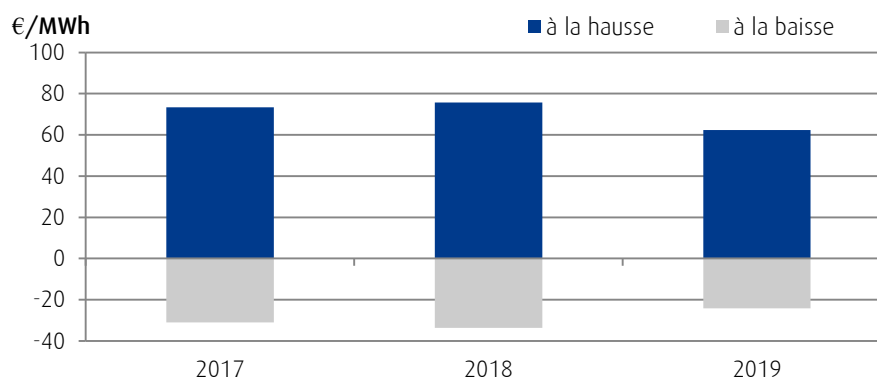


Figure 7 : Coûts moyens pour la fourniture de mFRR et de RR en France, 2017-2019
Source : RTE⁸³, présentation OFATE

⁸¹ CRE, Décisions de [2018](#), [2019](#) et [2020](#).

⁸² RTE 2020, Bilan électrique 2019 ([lien](#)).

⁸³ RTE 2020 ([lien](#)).

La table ci-dessous présente les principales caractéristiques de l'organisation actuelle des marchés de l'équilibrage en France.

	Capacité activable	Capacité d'équilibrage à la hausse/à la baisse	Délai d'activation	Participants	Procédure d'attribution
Réserve primaire (FCR)	environ 600 MW	à la hausse et à la baisse	< 30 secondes	producteurs et consommateurs européens	appels d'offres
Réserve secondaire (aFFR)	500-1 000 MW	à la hausse et à la baisse	< 15 minutes	producteurs français	attribution au prorata
	rapide (1 000 MW)	uniquement à la hausse	13 minutes	producteurs et consommateurs français	appels d'offres
	complémentaire (500 MW)	uniquement à la hausse	30 minutes	producteurs et consommateurs français	
Réserve tertiaire (mFRR et RR)	consommateurs (ø : 1 750 MW)	uniquement à la hausse	< 2 heures	consommateurs français	la puissance disponible doit être fournie
	autres (variable)	à la hausse et à la baisse	variable	producteurs français producteurs et consommateurs, ainsi qu'acteurs étrangers	base volontaire

Table 5 : Organisation actuelle des différents types d'énergie d'ajustement en France

Source : [Commission de régulation de l'énergie \(CRE\) 2019](#), présentation OFATE

III.2.3. Rôle des installations de production d'énergie renouvelable pour l'équilibrage

Dans sa feuille de route à long terme de 2016 sur l'évolution future des marchés de l'équilibrage (livre vert), RTE énonce deux priorités : l'harmonisation européenne des marchés de l'équilibrage et l'intégration de nouvelles flexibilités dans le contexte des objectifs de la transition énergétique⁸⁴. À l'heure actuelle, les installations de production d'énergie renouvelable ne participent pas activement aux marchés de l'équilibrage en France. D'un point de vue technique, une participation est possible. Si les éoliennes affichent un potentiel théorique pour la fourniture de capacité d'équilibrage à la baisse, une incitation suffisante sur le plan économique manque néanmoins, comme on peut également le constater pour l'Allemagne⁸⁵. D'après RTE, du point de vue du système dans son ensemble, une participation plus importante des énergies renouvelables présenterait un réel intérêt économique⁸⁶. Dans sa délibération sur la feuille de route de RTE, la CRE aussi émet un avis favorable à un élargissement de la participation au mécanisme d'ajustement aux énergies renouvelables⁸⁷.

⁸⁴ RTE 2016, Feuille de route de l'équilibrage du système électrique français, Livre vert, pp. 5-6 ([lien](#)).

⁸⁵ Pöyry 2018, p. 9 ([lien](#) en anglais).

⁸⁶ RTE 2016, Feuille de route de l'équilibrage du système électrique français, Livre vert ([lien](#)).

⁸⁷ CRE 2017, Délibération du 22 juin 2017 portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français, p. 4 ([lien](#)).



En 2018, l'association professionnelle France Énergie Éolienne (FEE) a mandaté une étude sur la participation des éoliennes aux services système de maintien de la fréquence. L'étude expose en particulier la situation actuelle de l'éolien terrestre et décrit de futures approches possibles⁸⁸. Une participation active des installations de production décentralisées nécessite une distinction entre produits d'équilibrage à la hausse et à la baisse ainsi qu'une réduction des périodes d'appels d'offres. D'après l'étude, le pool des participants potentiels au marché pourrait ainsi être élargi, permettant une optimisation de l'activation de services d'équilibrage⁸⁹. En définitive, pour les auteurs, il est manifeste que les lignes directrices de l'UE en vigueur autorisent déjà un cadre réglementaire qui serait mieux adapté à la participation des installations de production décentralisées. En outre, le document propose de prendre en compte la fourniture de services d'équilibrage dans les modalités de soutien public à la production renouvelable.

Dans le futur, les systèmes de stockage aussi devraient jouer un rôle plus important en ce qui concerne l'équilibrage du système en France. Dans une délibération du 30 avril 2020 sur le mécanisme d'ajustement, par exemple, la CRE souligne le fait que les règles actuelles ne traitent pas spécifiquement le cas des installations de stockage et invite RTE à élaborer des règles permettant une meilleure intégration des systèmes de stockage d'énergie à la réserve tertiaire⁹⁰. Dans la délibération de la CRE du 23 juillet 2020 concernant le schéma décennal de développement du réseau de transport (SDDR), le régulateur souligne également que, à l'avenir, les systèmes de stockage pourront devenir une solution compétitive pour la gestion des contraintes de réseau et que le recours aux potentiels de flexibilité offerts par les systèmes de stockage est essentiel pour le dimensionnement futur du réseau⁹¹.

⁸⁸ Pöyry 2018, *Provision of Frequency Response Services by Wind: Key Messages* ([lien](#) en anglais).

⁸⁹ Pöyry 2018, p. 6 ([lien](#) en anglais).

⁹⁰ CRE 2020, Délibération du 30 avril 2020 portant approbation des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre, p. 3 ([lien](#)).

⁹¹ CRE 2020, Délibération du 23 juillet 2020 portant examen du Schéma Décennal de Développement du Réseau de transport de RTE élaboré en 2019, pp. 12-13 ([lien](#)).



III.3. Comparaison des marchés de l'équilibrage en France et en Allemagne

Se basant sur la dernière enquête menée par ENTSO-E sur l'architecture du marché de l'équilibrage en 2019, la table ci-dessous présente le cadre réglementaire actuel dans les deux pays sous la forme d'une comparaison.

		Réserve primaire (FCR)		Réserve secondaire (aFRR)		Réserve tertiaire (mFRR)	
		DE	FR	DE	FR	DE	FR
Procédure d'attribution	Part capacité	basée sur le marché	attribution simple	basée sur le marché	hybride	basée sur le marché	basée sur le marché
	Part énergie	-	-	basée sur le marché	attribution simple	basée sur le marché	basée sur le marché
Activation		-	-	ordre de préséance économique	prorata	ordre de préséance économique	ordre de préséance économique
Délai d'activation		< 30 sec.	< 30 sec.	de 90 sec. à 5 min.	de 5 à 15 min.	de 5 à 15 min.	de 5 à 15 min.
Volume de l'offre (résolution)	Part capacité	≥ 1 MW (semaines)	≤ 1 MW (semaines)	1-5 MW (heures)	≤ 1 MW (heures)	1-5 MW (heures)	5-10 MW (semaines)
	Part Énergie	pas de quantité minimum (semaines)	pas de quantité minimum (semaines)	1-5 MW (heures/blocs)	pas de quantité minimum (semaines)	1-5 MW (heures/bloc)	≤ 1 MW (30 minutes)
Acteurs		producteurs, consommateurs STEP*, stockage, batteries	producteurs, consommateurs STEP, stockage, batteries	producteurs, consommateurs STEP, stockage	producteurs, consommateurs stockage	producteurs, conso., STEP, stockage	producteurs, consommateurs STEP, stockage
Produit symétrique (pour la part capacité)		oui	non	non	non	non	non
Rémunération	Part Capacité	<i>pay as bid</i>	<i>pay as bid</i>	<i>pay as bid</i>	prix réglementé	<i>pay as bid</i>	prix marginal
	Part Énergie	<i>pay as bid</i>	prix réglementé	<i>pay as bid</i>	s.o.	<i>pay as bid</i>	<i>pay as bid</i>
Couverture des coûts	Part Capacité	100 % tarifs d'utilisation des réseaux	100 % tarifs d'utilisation des réseaux	100 % tarifs d'utilisation des réseaux	100 % tarifs d'utilisation des réseaux	100 % tarifs d'utilisation des réseaux	100 % tarifs d'utilisation des réseaux
	Part Énergie	s.o.	responsable d'équilibre	responsable d'équilibre	responsable d'équilibre	responsable d'équilibre	responsable d'équilibre
Offres gratuites possibles		non	oui	non	oui	non	oui
Activation à d'autres fins que l'équilibrage		non	oui	non	non	non	oui

Table 6 : Comparaison des marchés de l'équilibrage en France et en Allemagne, *STEP : système de stockage par pompage-turbinage ; Source : ENTSO-E 2019⁹², présentation OFATE

On peut constater certaines différences entre les deux pays, par exemple sur la procédure d'attribution, le recours aux différents types de services d'équilibrage et l'activation de la réserve secondaire. La standardisation des produits et l'ajustement de l'activation au prorata, en particulier, représentent un enjeu important. Conformément aux directives de l'UE, d'autres mesures d'harmonisation devront être prises dans les années à venir, et ce, également dans le cadre des projets de coopération déjà existants. En vertu de l'art. 59 de la ligne directrice EB, ENTSO-E est tenu de publier un rapport européen sur l'intégration des marchés de l'équilibrage, lequel doit fournir des informations sur l'état actuel de l'harmonisation des différents marchés de l'énergie d'ajustement.

⁹² ENTSO-E 2019, *2018 Survey on Ancillary Services Procurement and Electricity Balancing Market Design* ([lien](#) en anglais).

Fondamentalement, la comparaison entre les approches française et allemande en matière de services d'équilibrage permet de dégager une différence d'origine historique : le modèle français, avec son unique GRT national, obéit à une approche proactive, tandis que le modèle allemand suit une approche réactive. Les deux stratégies se distinguent en cela que, dans l'approche réactive, le GRT mobilise la capacité d'équilibrage en temps réel afin d'éliminer les déséquilibres du système ; avec l'approche proactive, par contre, ces déséquilibres sont lissés avec de la capacité d'équilibrage en s'appuyant sur des prévisions, donc avant l'apparition d'un éventuel incident⁹³. Une mise en regard des quantités d'énergie d'équilibrage activées en 2018 révèle cette différence fondamentale entre les stratégies des deux pays.

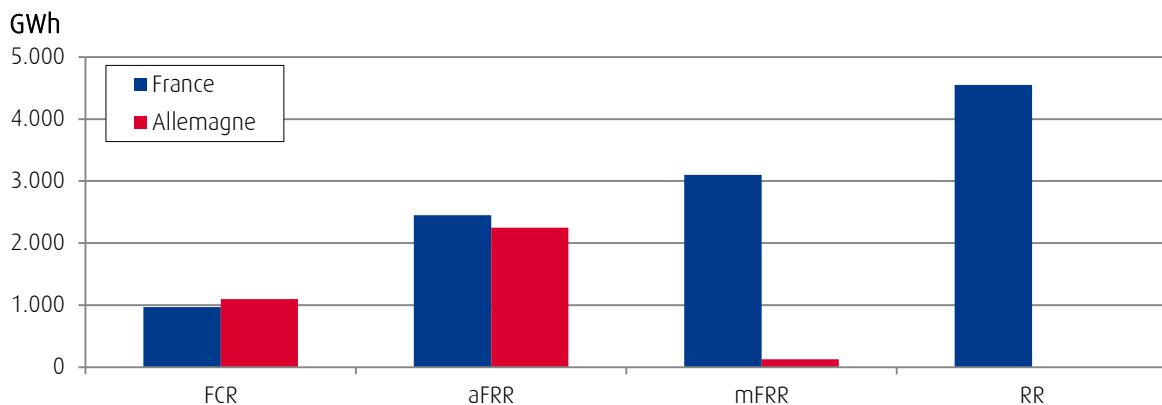


Figure 8 : Énergie d'équilibrage activée en France et en Allemagne en 2018 (à la hausse et à la baisse)

Source : 50Hertz 2019⁹⁴, présentation OFATE

Par ailleurs, on peut constater que, dans le cas d'une approche réactive, le GRT dépend de façon plus importante de la participation des responsables d'équilibre. Si, en Allemagne, ces responsables sont légalement tenus d'équilibrer leur zone de réglage, cette obligation n'existe pas en France⁹⁵. Par conséquent, les approches proactives dans le domaine de la fourniture de services d'équilibrage ont fréquemment recours aux réserves de remplacement, comme cela est le cas en France (cf. figure 8⁹⁶). D'après une analyse de l'*European University Institute*, les deux approches sont explicitement autorisées par les lignes directrices de l'UE concernant l'équilibrage du système et l'exploitation du réseau. Les approches fortement proactives (en particulier l'activation préventive de services d'équilibrage) ne sont permises que de façon limitée, toutefois. Tandis que l'approche proactive vise une réduction des coûts des services d'équilibrage par une réduction du prix moyen de l'énergie d'ajustement, avec l'approche réactive, la réduction de ces coûts résulte des faibles volumes de l'énergie d'ajustement mobilisée⁹⁷. L'incitation est uniquement financière. Cependant, l'harmonisation européenne croissante des différents types de services d'équilibrage devrait avoir pour effet un alignement des approches française et allemande dans ce domaine.

Une autre différence entre les deux pays réside dans le fait qu'en Allemagne, un concept de pooling est appliqué pour la réserve secondaire (RS). La décision BK6-06-066 du 31 août 2007 de la BNetzA impose aux GRT allemands de donner la possibilité aux fournisseurs d'aFRR de collecter les signaux d'équilibrage de manière centralisée et de les répartir de façon autonome sur l'ensemble du pool de centrales participant aux services d'équilibrage⁹⁸. En France, par contre, c'est un concept « par unité » qui est appliqué : dans ce pays, le GRT possède des informations précises et transparentes sur chaque centrale fournissant des services d'équilibrage. Par ailleurs, en France, le recours aux services d'équilibrage est relié au *redispatching* décentralisé en cas de surcharges locales du réseau.

⁹³ European University Institute 2018, *The EU Electricity Network Codes*, pp. 69-70 ([lien](#) en anglais).

⁹⁴ 50Hertz, *Regelleistungsmärkte in Frankreich*, p. 4 ([lien](#)).

⁹⁵ 50Hertz, *Regelleistungsmärkte in Frankreich*, p. 3 ([lien](#)).

⁹⁶ European University Institute 2018, pp. 69-70 ([lien](#) en anglais).

⁹⁷ European University Institute 2018, p. 70 ([lien](#) en anglais).

⁹⁸ Regelleistung.net 2019, *Präqualifikation für die Erbringung von SRL/Umsetzung des SRL-Poolmodells* [Préqualification pour la fourniture de RS/mise en œuvre du pooling pour la RS] ([lien](#)).

À l'avenir, la coopération en matière de services d'équilibrage pourra se poursuivre avec une intensité variable dans différents domaines. En particulier, la réduction de l'activation de services d'équilibrage opposés devrait se poursuivre et se voir attribuer un rôle de premier plan (cf. projet IGCC). Par ailleurs, la définition de produits d'équilibrage communs ainsi que de modalités d'échange concordantes revêt une grande importance pour la mise en place de marchés harmonisés. Parmi d'autres domaines de coopération, on peut compter les appels d'offres communs et le dimensionnement commun des différents types de réserves. Enfin, une activation optimale en fonction des coûts peut être envisagée par le recours à une mobilisation commune s'appuyant sur un ordre de préséance économique⁹⁹.

IV. La décentralisation de la fourniture de capacité d'équilibrage

Dans le système électrique actuel, l'activation d'énergie d'ajustement en vue du maintien de la fréquence – qui est l'un des services système essentiels – est principalement effectuée de façon centralisée, le GRT jouant ici le rôle de coordinateur et de responsable du système. Aujourd'hui, les tâches relatives à la fourniture de capacité d'équilibrage sont fréquemment exécutées par des acteurs dans les domaines de la haute et de la très haute tension. Mais ceci va changer à l'avenir : comme évoqué précédemment, grâce à une redéfinition des produits, les installations de production renouvelables aussi pourront participer de façon croissante aux marchés de l'équilibrage. Comme les charges flexibles, ces installations sont techniquement en mesure d'y participer ; toutefois, il ne semble pas qu'une incitation économique existe à l'heure actuelle¹⁰⁰.

Dans un rapport de l'agence internationale pour les énergies renouvelables (*International Renewable Energy Agency*, IRENA), on trouve une présentation des services système innovants pour les systèmes électriques fortement décentralisés¹⁰¹. Parallèlement aux batteries de grande puissance et aux batteries domestiques, le chargement intelligent de véhicules électriques à batterie, les solutions *power-to-X*, l'exploitation du réseau intelligent et les potentiels des technologies de l'information et de la communication sont mentionnés. L'intégration accrue des consommateurs locaux, ainsi que le développement des marchés de la flexibilité régionaux devraient également dégager des potentiels supplémentaires. Des projets fonctionnant actuellement en Grande-Bretagne et en Allemagne sont cités comme exemples pour la fourniture de flexibilité au niveau local, avec participation de l'électromobilité, de la production renouvelable, des systèmes de stockage, des entreprises et des ménages¹⁰².

Une étude mandatée par l'agence allemande pour l'énergie (*deutsche Energie-Agentur*, dena) et relative à la sécurité du système à l'horizon 2050 a analysé les besoins futurs en capacité d'équilibrage dans le réseau électrique allemand, concluant que l'intégration des énergies éolienne et photovoltaïque peut contribuer de façon importante à la couverture future de la capacité d'équilibrage à la baisse. D'après les auteurs, la capacité d'équilibrage à la hausse peut également être fournie par les installations de biogaz réglables et par les charges flexibles. Par ailleurs, le nombre croissant des véhicules électriques à batterie peut aussi contribuer à la flexibilisation du système dans le cadre de la transition énergétique. Enfin, il ressort de ces analyses que les GRD joueront un rôle de plus en plus important dans le système électrique qui sera lui-même de plus en plus décentralisé, et ce, également en ce qui concerne l'équilibrage. À l'avenir, une communication automatique intensifiée entre GRT, GRD et exploitants d'installations sera requise afin de pouvoir garantir la mobilisation optimale de capacité d'équilibrage à travers les différents niveaux du réseau¹⁰³.

⁹⁹ Consentec 2020, pp. 33-34 ([lien](#)).

¹⁰⁰ Deutsche Energie-Agentur (dena) 2020, *Systemsicherheit 2050* [Sécurité du système 2050], pp. 22, 33 ([lien](#)).

¹⁰¹ International Renewable Energy Agency (IRENA) 2019, *Innovative Ancillary Services*, pp. 4, 18 ([lien](#) en anglais).

¹⁰² IRENA 2019, p. 18 ([lien](#) en anglais).

¹⁰³ dena 2020, p. 22 ([lien](#)).



Déjà aujourd'hui, différents projets pilotes s'intéressent au potentiel d'une approche plus fortement décentralisée en matière de fourniture de services d'équilibrage. En Allemagne, par exemple, une série de projets menés à bien dans le cadre du programme de soutien « Vitrines de l'énergie intelligente » (*Schaufenster intelligente Energie*, SINTEG) explore l'intégration des énergies renouvelables au réseau et au marché en lien avec des technologies innovantes. Dans une région modèle en Basse-Saxe, le [projet enera](#) doit montrer les potentiels de la numérisation et de la fourniture décentralisée de flexibilité pour le système électrique ; un marché pour les produits énergétiques régionaux – dont la capacité d'équilibrage – doit notamment être mis en place¹⁰⁴. Cette région connaît actuellement un développement important de l'éolien terrestre et présente ainsi des conditions idéales pour la réalisation d'un essai. Sur le projet sont employés environ 30 000 compteurs d'électricité intelligents, 200 transformateurs intelligents, de la technique de commande pour les gros consommateurs, ainsi que des systèmes de stockage avec une capacité de 7 MW. Bénéficiant également du soutien de SINTEG, le projet [C/sells](#) est consacré à l'équilibrage optimal de la production et de la consommation aux niveaux local et régional. Dans cette perspective, la priorité est accordée à la communication automatisée des différents acteurs participants ainsi qu'à la mise en place d'échanges d'énergie et de flexibilité au niveau régional.

Parmi les éléments pouvant contribuer à l'équilibrage du système aux niveaux local et régional, il faut encore mentionner les systèmes de batteries, déjà évoqués plus haut¹⁰⁵. Les petites batteries domestiques aussi sont de plus en plus fréquemment employées. En France, si le recours aux batteries n'est pas aussi développé, il existe toutefois un éventail de projets de démonstration qui explorent leurs caractéristiques pour la fourniture de services système.

En Rhénanie-du-Nord-Westphalie, les potentiels de la fourniture de FCR par l'électromobilité sont explorés par un projet pilote depuis octobre 2018¹⁰⁶. Lors d'une étape importante, les projets partenaires ont réussi, pour la première fois en Allemagne, à préqualifier une voiture particulière électrique à batterie pour la fourniture de réserve primaire¹⁰⁷. Le projet *Vehicle-to-Grid (V2G)* vise à montrer comment l'intégration aux systèmes électriques de véhicules électriques à batterie peut fonctionner, en s'appuyant sur une gestion de l'énergie et du chargement intelligente. Mené en coopération avec un GRD local, le projet *ChargeForward* d'un constructeur automobile allemand dans la région de San Francisco a analysé les potentiels de l'électromobilité vers la stabilisation du réseau, ainsi que le comportement des consommateurs¹⁰⁸. Il a ainsi été possible de montrer que ces derniers sont disposés à adapter leur comportement de charge afin d'intégrer des quantités plus élevées de production renouvelable au réseau, et que la charge optimisée pour le réseau peut ainsi également contribuer à l'équilibrage du système.

Dans un document stratégique de février 2020, le GRD français Enedis – qui exploite environ 95 % du réseau de distribution – a identifié l'utilisation accrue de flexibilités dans le réseau électrique pour l'équilibrage du réseau comme domaine d'action principal pour les prochaines années¹⁰⁹. Enedis se comprend ici comme un médiateur dont le rôle est de donner aux acteurs locaux la possibilité de fournir de la flexibilité au système. Ce document définit une feuille de route afin de faciliter l'accès au marché pour les acteurs locaux, d'optimiser le dimensionnement du réseau et d'intensifier la coopération entre GRD et GRT¹¹⁰.

¹⁰⁴ D'autres projets pilotes et de démonstration sont présentés dans un rapport sur l'innovation de la dena relatif aux services système, notamment ([lien](#) en anglais), ainsi que dans le document de l'IRENA mentionné ([lien](#) en anglais).

¹⁰⁵ Un mémo de l'OFATE de décembre 2018 fournit d'autres éléments sur le recours aux systèmes de stockage en France et en Allemagne ([lien](#)).

¹⁰⁶ The Mobility House 2018, *Mobile power stations on the way* ([lien](#) en anglais).

¹⁰⁷ Amprion 2018, *Präqualifikation des Nissan Leaf* [Préqualification de la Nissan Leaf] ([lien](#)).

¹⁰⁸ BMW USA 2020, *BMW ChargeForward, Program Overview* ([lien](#) en anglais).

¹⁰⁹ Enedis 2020, Feuille de route pour la transformation des méthodes de dimensionnement des réseaux et l'intégration des flexibilités ([lien](#)).

¹¹⁰ Enedis 2020, pp. 4-5 ([lien](#)).



Le rôle de la transition énergétique locale a aussi été souligné en différents points dans le cadre du paquet « Une énergie propre pour tous les Européens », et ce, également en ce qui concerne le recours aux flexibilités sur les réseaux de distribution. En vertu de l'art. 32 parag. 1 de la nouvelle [directive sur le marché intérieur de l'électricité de l'UE](#), les États membres doivent fournir le cadre « nécessaire pour autoriser et inciter les gestionnaires de réseau de distribution à acquérir des services de flexibilité, y compris en ce qui concerne la gestion de la congestion dans leurs zones, de manière à améliorer l'efficacité de la gestion et du développement du réseau de distribution ». Dans cette directive, le rôle du GRD en matière de fourniture de flexibilités pour le système électrique est également souligné.

L'étude mentionnée ci-dessus et consacrée à la sécurité du système à l'horizon 2050 met en avant un autre domaine d'action futur : la fourniture de réserve instantanée. À l'heure actuelle, la réserve instantanée est fournie par l'inertie des masses en rotation d'installations de production connectées en synchrone au réseau. Du fait de leur connexion directe au réseau électrique, les masses en rotation de centrales conventionnelles peuvent fournir de l'inertie (cf. également figure 3). Il est possible d'augmenter la réserve instantanée par des compensateurs synchrones. Malgré le fait que le recours à ces installations pour la fourniture de réserve instantanée constitue l'état actuel de la technique, en Allemagne, toutefois, elles sont encore peu utilisées. Nécessaires au raccordement de producteurs, de charges et de systèmes de stockage, les transformateurs aussi peuvent fournir de la réserve instantanée¹¹¹.

Dans l'ensemble, on peut constater que la complexité croissante et la décentralisation accompagnant la transition énergétique ont également un impact important sur l'organisation des marchés de l'équilibrage nationaux et européens. La poursuite de l'harmonisation prévue au niveau européen vise à mettre en place le dimensionnement, l'attribution et l'activation concertés des différents types de services d'équilibrage. Ceci se traduit également par l'apparition de potentiels importants aux niveaux locaux et régionaux.

¹¹¹ dena 2020, pp. 23-24 ([lien](#)).