



Office franco-allemand pour les énergies renouvelables
Deutsch-französisches Büro für erneuerbare Energien

TRANSNET BW

NOTE DE SYNTHÈSE

Intégration au réseau et vente directe en Allemagne

Un retour d'expérience sur la
transition énergétique allemande

Mai 2015

Auteurs : Ansgar Geiger, Responsable de l'équipe Loi EEG & prélèvements, TransnetBW, a.geiger@transnetbw.de

Tobias Scheidel, Chargé de mission Tâches spéciales EEG, TransnetBW, t.scheidel@transnetbw.de

Contact : Audrey Mathieu, Chargée de mission Systèmes & marchés, OFAEnR, audrey.mathieu.extern@bmwi.bund.de

Avec le soutien de :



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Avec le soutien de :



Ministère
de l'Écologie,
du Développement
durable
et de l'Énergie

Disclaimer

Le présent texte a été rédigé par des experts externes pour l'Office franco-allemand pour les énergies renouvelables (OFAEnR). Cette contribution est diffusée via la plateforme proposée par l'OFAEnR. Les points de vue énoncés dans la note représentent exclusivement ceux des auteurs. La rédaction a été effectuée avec le plus grand soin. L'OFAEnR 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'OFAEnR 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'OFAEnR concernant le contenu du site, son utilisation ou ses effets.

Contenu

I. - Les gestionnaires de réseaux de transport et leurs zones de réglage	4
I.a - La société TransnetBW GmbH	4
I.b - Les quatre zones de réglage	4
I.c - Disparités nord-sud	5
II. - La loi EEG en général	8
II.a - Le mécanisme EEG	8
II.b - Les systèmes de commercialisation EEG	9
III. - Vente directe assortie d'un soutien financier	11
III.a - Les acteurs	12
IV. - Droits et obligations d'un exploitant d'installation / opérateur de vente directe	16
IV.a - Les délais de déclaration	16
IV.b - Rémunération	17
IV.c - Commandabilité des installations	21
IV.d - Gestion d'un périmètre d'équilibre	21
V. - Les effets de la production EnR sur la sécurité du système	23
V.a - L'énergie de réglage	23
V.b - Redispatching	24
V.c - Gestion de l'injection	25
V.d - Conventions bilatérales avec les exploitants d'installations EEG	25
V.e - Habilitation à légiférer par ordonnance pour diminuer la puissance d'injection en cas de prix négatifs	25
VI. - Conclusion et perspectives	26

I. - Les gestionnaires de réseaux de transport et leurs zones de réglage

I.a - La société TransnetBW GmbH

TransnetBW gère le réseau de transport d'électricité du Bade-Wurtemberg. Domiciliée à Stuttgart, l'entreprise pilote constamment les flux d'électricité au sein de ce Land, ainsi que les échanges d'électricité avec les gestionnaires des réseaux de transport adjacents, en Allemagne comme dans les pays frontaliers.

De par sa situation au cœur du réseau interconnecté européen, le réseau de TransnetBW joue un rôle important dans les échanges transfrontaliers au sein du marché européen de l'énergie et pour le maintien de la sécurité du système à l'échelle suprarégionale. Les quelque 3 250 km de lignes électriques de 380 kV et de 220 kV de TransnetBW alimentent une surface totale de 34 600 km² en électricité. Employant environ 450 personnes, TransnetBW assure l'approvisionnement de 11 millions d'habitants du Bade-Wurtemberg et de l'important pôle économique du Land.

I.b - Les quatre zones de réglage

Le réseau de transport allemand est divisé en quatre zones de réglage. Les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) responsables de ces zones sont 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH et TransnetBW GmbH. Ces zones de réglage sont très différentes en termes de situation et de taille. Les caractéristiques principales varient également d'une zone à l'autre, tant du côté de la production que de celui de la consommation. En cause : les réalités géographiques et les structures économiques. De ce fait, les quatre zones de réglage allemandes sont également différentes en ce qui concerne leur structure de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (EnR).

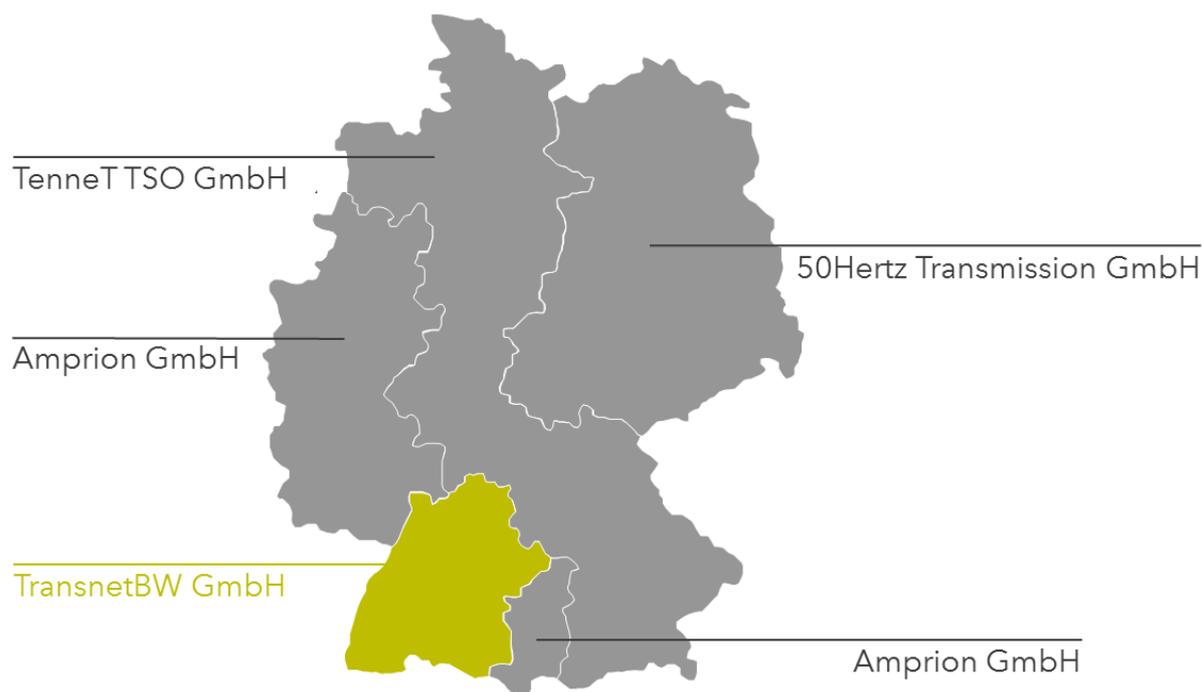


Figure 1 : Les quatre zones de réglage en Allemagne
Source : TransnetBW

I.c - Disparités nord-sud

Le secteur de l'énergie et la structure de la production d'électricité en Allemagne sont en train de changer profondément. Avant le début de la transition énergétique, l'approvisionnement en électricité était surtout assuré par les grandes centrales. L'électricité était alors essentiellement produite à partir de sources d'énergies, telles que le lignite, la houille, le nucléaire et le gaz naturel. Ces grandes centrales étaient notamment construites à proximité de grands centres de consommation pour limiter au maximum le transport d'électricité. Dans la zone de réglage de TransnetBW, qui comprend les agglomérations et pôles industriels de Stuttgart, de Karlsruhe et de Mannheim, la demande d'électricité était ainsi essentiellement couverte par les centrales nucléaires de Neckarwestheim, de Philippsburg et d'Obrigheim. Dans les autres zones de réglage, les grandes centrales étaient pour la plupart également construites près des lieux de consommation ; le bassin industriel de la Ruhr, zone de forte consommation, compte notamment un grand nombre de centrales traditionnelles.

Dans le cadre de la transition énergétique en Allemagne, la sortie du nucléaire et un soutien renforcé aux énergies renouvelables ont été décidés. Initialement marqué par de grandes installations de production centralisées, le parc des centrales se transforme aujourd'hui significativement pour tendre vers des installations plus petites et décentralisées. L'évolution rapide de la structure de production au cours des années passées est liée à deux facteurs : le développement continu des énergies renouvelables et la mise à l'arrêt de nombreuses grandes centrales, réalisée d'une part pour des raisons politiques, comme la décision de sortir du nucléaire, et, d'autre part, dans le cas de bon nombre de centrales à combustibles fossiles, pour des raisons économiques. Ces centrales sont de plus en plus concurrencées par les énergies renouvelables et écartées du marché, ce qui fait que leurs heures d'utilisation s'amoindrissent pour permettre une exploitation rentable. L'offre importante d'énergies renouvelables a en même temps fait baisser les prix de l'électricité, aggravant ainsi encore plus la situation économique des centrales conventionnelles. La raison en est l'effet dit « *merit order* ». Ce dernier est représenté par une

courbe d'offre d'électricité sur laquelle figurent, de gauche à droite par ordre croissant de coûts marginaux, les installations de production d'électricité. C'est au croisement des courbes de l'offre et de la demande que se forme le prix de marché. Toutes les installations dont les coûts marginaux sont inférieurs à ce prix sont mises à contribution pour couvrir la demande d'électricité. Désignée sous le terme de « centrale marginale », la dernière centrale appelée pour couvrir la demande détermine le prix de marché par ses coûts marginaux. La plupart des installations fonctionnant avec des énergies renouvelables, telles que les centrales solaires ou les éoliennes, ont des coûts marginaux proches de zéro puisqu'elles n'utilisent pas de combustibles et ont un coût de fonctionnement nul ou faible. Pour cette raison, ainsi que grâce au soutien financier dont elles bénéficient via le dispositif EEG, ces installations se situent tout à gauche sur la courbe du *merit order*. Elles sont de ce fait systématiquement prises en compte pour la couverture de la demande d'électricité. Les centrales traditionnelles couvrent donc le reste de la demande d'électricité, c'est-à-dire tout ce qui dépasse l'offre en électricité proposée par les installations fonctionnant avec des énergies renouvelables. Comme la part d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables est importante, de nombreuses centrales traditionnelles ne sont plus que rarement utilisées pour couvrir la demande d'électricité. En même

Initialement marqué par les grandes installations de production centralisées, le parc des centrales se transforme aujourd'hui significativement pour tendre vers des installations plus petites et décentralisées. L'évolution rapide de la structure de production au cours des années passées est liée à deux facteurs : le développement continu des énergies renouvelables et la mise à l'arrêt de nombreuses grandes centrales.

temps, le prix de marché identifié baisse, l'offre supplémentaire basée sur l'électricité produite à partir d'EnR ayant pour conséquence la définition d'une centrale plus économique comme centrale marginale.

L'important développement des énergies renouvelables entraîne deux changements fondamentaux du système électrique : le lien régional entre production et consommation d'électricité est souvent dissolu¹ et l'intermittence de la production d'électricité augmente considérablement. Ces dernières années, le développement des énergies renouvelables a essentiellement porté sur les éoliennes terrestres et en mer, ainsi que sur les installations photovoltaïques (PV). Deux facteurs sont particulièrement déterminants pour le choix de l'emplacement de ces installations : le gisement de vent ou le rayonnement solaire et la disponibilité de surfaces appropriées. Si l'offre d'énergie solaire tend à être supérieure dans le sud de l'Allemagne, les conditions pour les éoliennes sont meilleures dans le nord et dans l'ouest. Pour ces raisons, de nombreuses installations photovoltaïques ont été mises en place par le passé dans le sud de l'Allemagne, notamment en Bavière et au Bade-Wurtemberg, alors que l'éolien s'est essentiellement développé dans le nord et dans l'ouest de l'Allemagne. Ces dernières années, les installations photovoltaïques se sont toutefois aussi multipliées dans d'autres régions. En particulier l'est de l'Allemagne a connu un développement disproportionné de grandes centrales photovoltaïques au sol, développement en partie favorisé par la disponibilité importante de surfaces en conversion et donc de sites éligibles à des aides. De ce fait, les disparités nord-sud ont fortement diminué en ce qui concerne le photovoltaïque. Le type d'installation photovoltaïque utilisé varie toutefois en fonction de la situation géographique au sein des différentes zones de réglage. Celle de 50Hertz Transmission couvre l'est de l'Allemagne et comprend de nombreuses grandes centrales photovoltaïques au sol. En revanche, la zone de réglage de TransnetBW présentant nettement moins de friches à reconverter, les petites installations en toiture y prédominent.

Le lien régional entre production et consommation d'électricité est souvent dissolu et l'intermittence de la production d'électricité augmente considérablement.

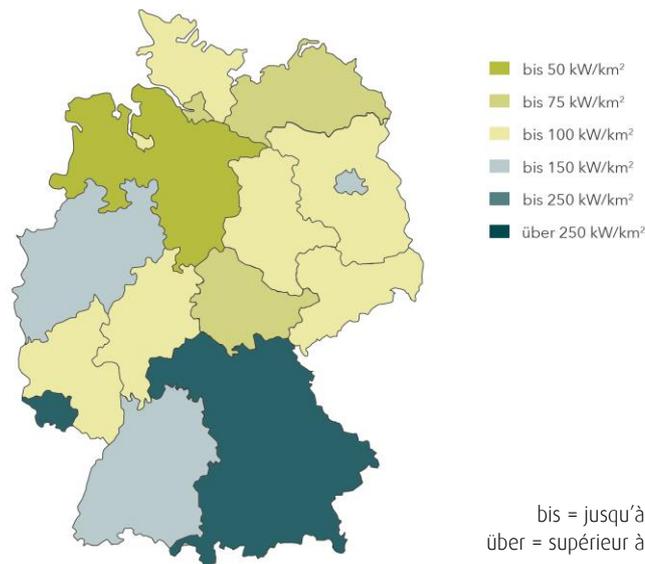


Figure 2 : Puissance installée des installations photovoltaïques par km²
Graphique : TransnetBW ; données : *Agentur für Erneuerbare Energien* (Agence pour les énergies renouvelables) ; *Bundesnetzagentur* (Agence fédérale allemande des réseaux)

¹ S'il est vrai que de nombreuses installations photovoltaïques ont été installées en même temps directement chez les consommateurs, les besoins en matière de transport augmentent aux heures où ces installations n'injectent pas d'électricité sur le réseau.

Le développement de l'éolien reste toutefois concentré dans le nord et dans l'est de l'Allemagne. Les éoliennes ont surtout été érigées dans les zones de réglage de 50Hertz Transmission et de TenneT TSO, qui comprennent notamment le nord de l'Allemagne avec son littoral et la partie est. Le littoral offre en permanence une quantité de vent plus importante que les autres régions d'Allemagne. De ce fait, l'exploitation d'éoliennes est en principe plus rentable dans les régions côtières. De plus, dans ces zones, la population est en général plus clairsemée que dans le sud ou l'ouest de l'Allemagne, ce qui fait qu'il y a suffisamment d'espace à disposition pour la construction d'éoliennes. Les zones de réglage de 50Hertz Transmission et de TenneT TSO sont les seules bordant la mer, et donc également les seules concernées par la construction d'éoliennes en mer. Par conséquent, les zones de réglage d'Amprion et de TransnetBW au sud ont connu - et connaissent toujours - un développement relativement faible de l'éolien. Ce déséquilibre entre le nord et le sud aura tendance à s'accroître dans le futur.

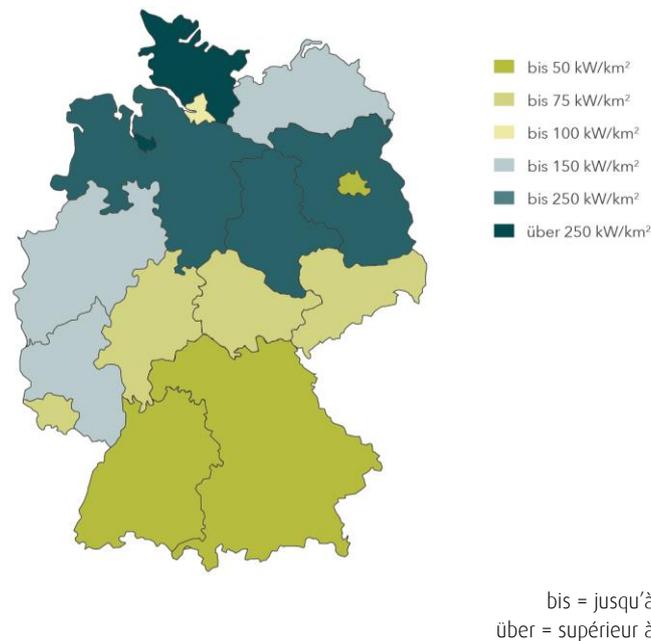


Figure 3 : Puissance installée des éoliennes terrestres par km²
 Graphique : TransnetBW ; données : *Agentur für Erneuerbare Energien* (Agence pour les énergies renouvelables) ; Deutsche Windguard

L'important développement de l'éolien et du solaire pose deux défis aux gestionnaires de réseaux. La concentration des éoliennes entraîne une forte production d'électricité dans le nord de l'Allemagne où la consommation est plutôt faible. Dans le cadre d'une augmentation des besoins en matière de transport d'électricité, cette électricité doit être acheminée vers les centres de consommation de l'ouest et du sud de l'Allemagne. L'infrastructure des réseaux ayant été basée par le passé davantage sur une production à proximité des centres de consommation, il convient aujourd'hui de développer les réseaux par rapport aux nouvelles exigences. Par ailleurs, l'intermittence des productions éolienne et photovoltaïque entraîne de plus en plus souvent la nécessité pour les gestionnaires de réseaux d'intervenir dans la production afin de garantir la sécurité du système.

II. – La loi EEG en général

Le soutien aux énergies renouvelables a une longue histoire en Allemagne. La production d'électricité à partir d'énergies renouvelables bénéficie d'un soutien depuis 1991, année d'adoption de la loi allemande sur l'injection d'électricité à partir d'énergies renouvelables dans le réseau public (*Stromeinspeisungsgesetz*). Cette loi a défini pour la première fois une obligation d'achat et de rémunération de l'électricité issue d'énergies renouvelables. En 2000, la loi *Stromeinspeisungsgesetz* a été remplacée par la loi sur la priorité aux énergies renouvelables (*Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG*). L'objectif de la loi EEG est d'augmenter progressivement la part des énergies renouvelables dans l'approvisionnement en électricité. Au fil du temps, la loi EEG a été réformée à plusieurs reprises, la dernière révision datant de 2014. Avec la loi pour le développement des énergies renouvelables (*Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014*), entrée en vigueur le 1^{er} août 2014, le gouvernement fédéral allemand vise à faire des énergies renouvelables le pilier central de l'approvisionnement énergétique du futur. Leur part dans la consommation d'électricité doit en effet passer à 80 % à l'horizon 2050, contre environ 25 % en 2013.

II.a - Le mécanisme EEG

Malgré les nombreuses révisions, les deux principes fondamentaux de la loi EEG sont restés longtemps inchangés :

1. L'électricité produite par des installations fonctionnant avec des énergies renouvelables doit être acceptée en priorité par les gestionnaires de réseaux, avant toute autre source, telle que le charbon, le gaz ou le nucléaire (obligation d'achat).
2. La loi fixe les tarifs d'achat de l'électricité issue de sources renouvelables. Ces tarifs vont de 3,5 c€ par kilowattheure (kWh) pour l'électricité produite par les grandes éoliennes d'une puissance supérieure à 50 MW à environ 25 c€/kWh aujourd'hui pour l'électricité issue d'installations géothermiques. Ce mécanisme est également désigné sous le terme de rémunération fixe EEG (*EEG-Festvergütung*).

Avec l'amendement 2012 de la loi EEG, une alternative à ce mécanisme a été introduite, à savoir le modèle de prime de marché (*Marktprämienmodell*, MPM). Ces deux mécanismes sont décrits plus en détail ci-après, dans la section **II.b - Les systèmes de commercialisation EEG**.

La rémunération est en général soumise à la règle de la dégressivité, ce qui veut dire qu'elle diminue d'un certain pourcentage – tous les mois, trimestres ou années selon la source d'énergie – pour les nouvelles installations. Cette règle a été instaurée pour prendre en compte la baisse des frais d'investissement due aux avancées technologiques, ainsi que pour respecter la trajectoire de développement définie par le gouvernement fédéral allemand. Le droit à la rémunération fixe dure 20 ans à compter de l'année de mise en service de l'installation.

Au final, c'est le consommateur d'électricité qui doit payer la rémunération plus importante accordée à l'électricité issue d'énergies renouvelables. Cela s'effectue via le prélèvement EEG qui, de manière simplifiée, représente la différence entre le coût du soutien aux énergies renouvelables et la valeur marchande de l'électricité produite sur la bourse de l'électricité (cf. également **IV.b - Rémunération**). Le prélèvement EEG est calculé par kilowattheure d'électricité livré au consommateur d'électricité, appelé consommateur final par la loi EEG, et est ainsi répercuté sur la facture d'électricité établie par le fournisseur d'énergie, qui peut être par exemple une régie municipale. Les gestionnaires de réseaux de transport comptabilisent toutes les recettes et dépenses liées au mécanisme EEG sur le « compte EEG », géré séparément de leur activité commerciale habituelle. Le solde du compte EEG au 30 septembre est pris en compte pour calculer le prélèvement EEG de l'année suivante, un solde positif entraînant une baisse et un solde négatif une hausse de ce prélèvement.

Le prélèvement EEG pour 2015 s'élève ainsi à 6,170 €/kWh et doit être payé depuis le 1^{er} janvier 2015 pour chaque kilowattheure fourni à un consommateur final². Le montant du prélèvement EEG est publié tous les ans par les gestionnaires des réseaux de transport (GRT) au plus tard le 15 octobre de l'année en cours pour l'année suivante.

II.b - Les systèmes de commercialisation EEG

Comme mentionné au chapitre précédent, la loi EEG 2014 prévoit plusieurs formes de commercialisation de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables. Celles-ci sont définies à l'article 20, alinéa 1, de la loi EEG 2014.

La voie habituelle de commercialisation des volumes d'électricité EEG produits est le recours au service des gestionnaires des réseaux de transport. Ce système de commercialisation, aussi appelé « **système de rémunération fixe** » (*Festvergütungssystem*), était la règle jusqu'à la loi EEG 2012. Dans le cadre du système de rémunération fixe, l'exploitant d'une installation de production fonctionnant avec des énergies renouvelables, telle qu'une éolienne ou des panneaux solaires sur le toit d'une maison, injecte l'électricité produite sur le réseau d'électricité, suite à quoi le gestionnaire du réseau auquel l'installation est raccordée, qui est en général un gestionnaire de réseau de distribution (GRD), lui verse la rémunération par kilowattheure prévue par la loi. Le montant de cette rémunération, ou de ce tarif d'achat, dépend entre autres de la source d'énergie impliquée, de la date de mise en service de l'installation et de la taille de cette dernière. Les gestionnaires de réseau de distribution sont à leur tour remboursés à hauteur de la rémunération versée par les gestionnaires de réseau de transport auxquels ils transmettent l'électricité. Les quatre gestionnaires de réseau de transport existants équilibrent le volume d'électricité produit, qui varie d'une région à l'autre, de manière à ce que chacun d'eux commercialise ensuite sur la bourse le pourcentage d'électricité correspondant à sa part dans la consommation finale en Allemagne.

Depuis la loi EEG 2014, le système de rémunération fixe n'existe plus que pour les installations mises en service avant le 31 juillet 2014 et pour les petites installations. Sont considérées comme petites en vertu de l'article 37 de la loi EEG 2014 les installations d'une puissance installée inférieure ou égale à 500 kW si elles ont été mises en service avant le 1^{er} janvier 2016 ou à 100 kW si leur mise en service a eu lieu après le 31 décembre 2015. Tous les mois, ces installations peuvent changer ou bien revenir à une des formes de commercialisation décrites ci-après.

Depuis la loi EEG 2014, le système de rémunération fixe n'existe plus que pour les installations mises en service avant le 31 juillet 2014 et pour les petites installations. [...]

Les exploitants d'installations désireux de bénéficier de la valeur de référence prévue par la loi EEG pour l'électricité produite doivent vendre cette dernière dans le cadre du « modèle de prime de marché ».

Depuis l'amendement 2014, le **modèle dit de « prime de marché »**, c'est-à-dire la vente directe assortie d'un soutien financier, est la forme principale de commercialisation prévue par la loi EEG. Elle a été instaurée par la loi EEG 2012. Dans le cadre du modèle de prime de marché, les exploitants d'installations commercialisent eux-mêmes leur électricité.

² <http://www.netztransparenz.de/de/EEG-Umlage.htm>.

cité ou mandatent un tiers – un opérateur de vente directe. Les exploitants d'installation reçoivent, outre les recettes liées à leur vente, une prime de marché correspondant à la différence entre la valeur de référence correspondant au droit à rémunération et la valeur marchande moyenne de l'électricité. Les nouvelles installations qui n'entrent pas dans la catégorie des petites installations n'ont plus accès à l'« ancien » système de rémunération fixe. Les exploitants d'installations désireux de bénéficier pleinement de leur droit à rémunération, soit de la valeur de référence prévue par la loi EEG pour l'électricité produite, doivent vendre cette dernière dans le cadre du « modèle de prime de marché ». Cette forme de commercialisation sera décrite plus en détail dans les chapitres suivants.

D'autres possibilités de commercialisation sont la « commercialisation par défaut » prévue par l'article 38 de la loi EEG 2014 (rémunération à titre exceptionnel) et la « vente directe autre ». Ces deux formes ne jouent toutefois qu'un rôle marginal. La **commercialisation par défaut** suit la logique du système de rémunération fixe. Cette forme de commercialisation implique également la vente des volumes d'électricité sur la bourse de l'électricité par le gestionnaire du réseau de transport. L'exploitant de l'installation ne bénéficie toutefois que de 80 % de la rémunération à laquelle il aurait normalement droit. La commercialisation par défaut est prévue comme solution temporaire pour pallier les cas où l'exploitant de l'installation n'est provisoirement pas en mesure de commercialiser directement son électricité, par exemple si son opérateur de vente directe a fait faillite. La solution de secours que représente la commercialisation par défaut doit permettre de réduire les risques encourus par l'exploitant de l'installation et, partant, de diminuer son coût de financement par rapport à un système de vente directe obligatoire ne prévoyant pas ce type de solution. Contrairement aux autres formes de commercialisation, l'exploitant d'installation a la possibilité d'opter à relativement brève échéance pour ou contre la commercialisation par défaut, à savoir jusqu'à cinq jours ouvrables avant la fin du mois précédant le mois concerné. En principe, les nouvelles installations EEG soumises à obligation de vente directe, mais pour lesquelles la déclaration de vente directe n'a pas été effectuée avant la mise en service, entrent dans un premier temps automatiquement dans le cadre de la commercialisation par défaut³.

Sous le régime de la **vente directe autre**, l'exploitant d'une installation renonce à tout soutien financier en vertu de la loi EEG, tel que la prime de marché. Contrairement aux autres formes de commercialisation, il reçoit en revanche une somme correspondant aux tarifs d'utilisation du réseau évités, qui lui est versée par le gestionnaire du réseau. Ces tarifs sont évités grâce à l'injection décentralisée de l'électricité à une tension inférieure à la très haute tension, permettant ainsi de ne pas avoir recours à ces niveaux de tension élevés et donc de ne pas payer les frais prévus à cette fin. Cet avantage ne doit pas bénéficier au seul gestionnaire de réseau, mais être répercuté aux pro-

La commercialisation par défaut est prévue comme solution temporaire pour pallier les cas où l'exploitant de l'installation n'est provisoirement pas en mesure de commercialiser directement son électricité.

Sous le régime de la vente directe autre, l'exploitant d'une installation renonce à tout soutien financier en vertu de la loi EEG, tel que la prime de marché.

³ BNetzA, BK6-14-110, Festlegungsverfahren zur Anpassung der „Marktprozesse für Einspeisestellen (Strom)“ an das EEG 2014 (*Procédure d'établissement destinée à adapter les « Processus du marché pour les lieux d'injection (électricité) » à la loi EEG 2014*), p.15.

ducteurs décentralisés, en vertu de l'article 18 du décret allemand sur les tarifs d'utilisation des réseaux électriques (*Stromnetzentgeltverordnung*). Les installations soutenues conformément aux lois EEG et KWKG⁴ dérogent toutefois à cette règle. Déjà inclus dans le calcul des tarifs d'achats prévus par ces deux lois, les tarifs d'utilisation du réseau évités ne sont pas reversés aux exploitants des installations concernées. Or, comme les exploitants d'installations ayant opté pour la vente directe autre ne bénéficient d'aucun soutien au titre de la loi EEG, ils peuvent garder pour eux le montant correspondant aux tarifs d'utilisation du réseau évités. Sous le régime de la vente directe autre, l'exploitant de l'installation est en principe libre de disposer de l'électricité produite. L'un des avantages de la vente directe autre par rapport aux autres formes de commercialisation réside dans le fait que l'électricité conserve sa caractéristique « d'électricité verte » et peut donc être commercialisée en tant que telle. Cette caractéristique est perdue si l'exploitant de l'installation opte pour une autre forme de commercialisation, l'article 80 de la loi EEG 2014 prévoyant une interdiction de « double commercialisation ». En raison de l'absence de soutien financier, la vente directe autre est toutefois peu attractive, sauf peut-être pour les installations bénéficiant d'un faible taux de rémunération et pour les fournisseurs d'électricité désireux de proposer à leurs clients de l'électricité verte d'origine allemande.

L'exploitant d'une installation est également libre d'affecter différents pourcentages de l'électricité produite aux diverses formes de commercialisation. Cette option ne concerne toutefois pas la commercialisation par défaut. Si différents pourcentages de l'électricité sont affectés aux diverses formes de commercialisation, cette affectation doit être respectée chaque quart d'heure.

III. - Vente directe assortie d'un soutien financier

Avec la loi EEG 2014, la vente directe assortie du soutien financier « prime de marché » est devenue le principal instrument de soutien à l'électricité issue d'énergies renouvelables. Dans le cadre de la loi EEG 2012, le modèle de prime de marché était une possibilité de commercialisation à caractère optionnel, proposée comme alternative au système classique de rémunération fixe. L'idée d'instaurer un modèle de prime de marché était essentiellement de mieux intégrer les énergies renouvelables au marché. Il s'agissait notamment aussi de transférer la responsabilité des prévisions et de la commercialisation de l'électricité produite à l'exploitant de l'installation. Depuis la loi EEG 2014, le modèle de prime de marché est l'unique forme de commercialisation ouverte aux nouveaux exploitants d'installations, à l'exception des petites installations visées à l'article 37 de la loi EEG 2014 qui bénéficient d'un soutien financier inchangé. Depuis son instauration en 2012, le modèle de prime de marché a pris de l'ampleur et concerne aujourd'hui environ 55 % de la puissance EEG installée. Pour l'éolien, cette valeur est encore bien plus élevée puisqu'elle avoisine les 90 %.

Depuis son instauration en 2012, le modèle de prime de marché a pris de l'ampleur et concerne aujourd'hui environ 55 % de la puissance EEG installée.

⁴ Loi fédérale allemande pour la préservation, la modernisation et le développement de la cogénération (*Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz* - KWKG).

Les exploitants d'installations

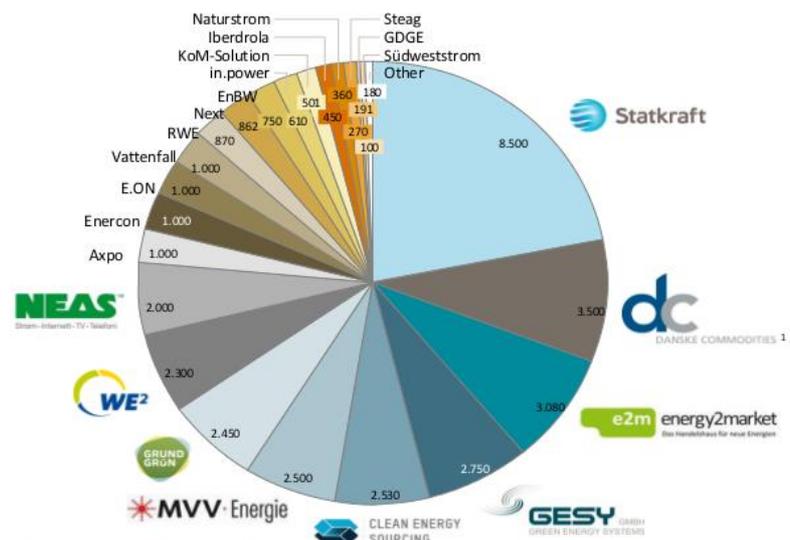
Est considéré comme exploitant d'installation en vertu du numéro 2 de l'article 5 de la loi EEG 2014 tout utilisateur d'une installation de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables ou de gaz de mine. Dans le cadre du modèle de prime de marché, tout exploitant d'installation a la possibilité de commercialiser directement sur le marché l'électricité produite par son installation. Dans la plupart des cas, l'exploitant ne commercialise pas lui-même l'électricité dans le cadre dudit modèle, mais fait appel aux services d'un opérateur de vente directe.

Les recettes réalisées avec la vente de l'électricité reviennent en principe à l'exploitant de l'installation. Ce dernier reçoit en plus une « prime de marché » versée par le gestionnaire du réseau auquel son installation de production est raccordée. La prime de marché est déterminée comme la différence la valeur de référence correspondant au droit à rémunération défini par la loi EEG et la valeur marchande mensuelle moyenne sur la bourse de l'électricité. Le montant de la prime de marché change donc tous les mois pour l'exploitant de l'installation, raison pour laquelle on parle d'une prime de marché « glissante ». Comme celle-ci est calculée de manière à compenser l'écart entre la valeur de référence à laquelle l'installation peut prétendre et le prix de marché de l'électricité, les montants reçus par l'exploitant de l'installation en cumulant les recettes obtenues en bourse et la prime de marché sont quasiment constants.

La prime de marché est déterminée comme la différence entre le droit à rémunération défini par la loi EEG sous forme de valeur de référence et la valeur marchande mensuelle moyenne sur la bourse de l'électricité.

Les opérateurs de vente directe

Dans le cadre du modèle de prime de marché, l'opérateur de vente directe se charge de vendre l'électricité produite par l'exploitant d'une installation. Depuis l'instauration du modèle de prime de marché, une grande partie de l'électricité n'est pas commercialisée par les exploitants eux-mêmes, mais par ces opérateurs de vente directe. La définition du terme d'opérateur de vente directe a fait son entrée dans la loi EEG 2014, plus précisément au numéro 10 de l'article 5, mettant ainsi en évidence l'importance de leur rôle. Les opérateurs de vente directe sont tant les acteurs prenant en charge la vente directe de l'électricité produite par l'exploitant que ceux rachetant l'électricité à ce dernier pour la vendre ensuite selon leur gré.⁷



¹: estimation

Figure 5 : Parts de marché des opérateurs de vente directe en Allemagne (MW), 02/2014

Source : Energy & Management, Statkraft (estimation); graphique: Statkraft

⁷ Gesetzesbegründung zum EEG 2014 (*Exposé des motifs du projet de loi EEG 2014*), publication du Bundestag 18/1304, p. 167.

L'opérateur de vente directe est libre de vendre l'électricité à qui de droit, soit via le marché spot soit en recourant à d'autres possibilités de commercialisation, telles que le marché à terme, la vente de gré à gré (OTC) ou l'utilisation des volumes d'électricité pour couvrir la consommation de ses propres clients. En revanche, tout gestionnaire de réseau de transport qui se charge de commercialiser des volumes d'électricité dans le cadre du système de rémunération fixe ou de la commercialisation par défaut est tenu, en vertu de l'article 2 du décret allemand sur le mécanisme de compensation (AusglMechV), de recourir au marché spot. Par ailleurs, comme le montant de la prime de marché est calculé sur la base des prix du marché spot, la commercialisation dans le cadre du modèle de prix de marché a également lieu, pour la plus grande partie, sur le marché spot.

Les opérateurs de vente directe qui vendent l'électricité provenant d'installations de plusieurs exploitants sont aussi appelés « **agrégateurs** ». Ces derniers regroupent un grand nombre d'installations EEG dans leur portefeuille de vente. Plus un portefeuille est large plus il est avantageux pour l'agrégateur. Grâce à un grand nombre d'installations dont les productions sont à commercialiser, notamment si celles-ci sont réparties sur un vaste périmètre géographique, il devient possible d'avoir des prévisions de vente plus fermes, y compris pour les sources d'énergie intermittentes, car les effets contraires des différentes installations se compensent.

D'une manière générale, il est intéressant pour les agrégateurs d'avoir dans leur portefeuille des installations de grande taille, car celles-ci fournissent une plus grande quantité d'électricité sans augmenter le travail de prévision. Par ailleurs, les coûts liés au déroulement des transactions avec l'exploitant est nettement plus faible pour une grande installation que pour une installation de petite taille. Ces coûts correspondent essentiellement au temps investi pour la signature d'un contrat et de celui mis en œuvre tous les mois pour la facturation.

La rémunération de l'opérateur de vente directe n'est pas fixée par la loi. En règle générale, un contrat est conclu entre l'opérateur de vente directe et l'exploitant de l'installation. Ce contrat règle les modalités de répartition des recettes liées à la commercialisation et à la prime de marché entre l'opérateur de vente directe et l'exploitant de l'installation, mais il peut aussi tenir compte d'autres questions, telles que les garanties à fournir.

Le gestionnaire du réseau auquel l'installation est raccordée

Le gestionnaire du réseau auquel l'installation est raccordée se charge de verser la prime de marché directement à l'exploitant de l'installation ou à l'opérateur de vente directe mandaté à cet effet. Dans la plupart des cas, le gestionnaire du réseau auquel l'installation est raccordée est **le gestionnaire du réseau de distribution local**. Si la prime doit être versée à l'opérateur de vente directe, une convention de cession signée par l'exploitant de l'installation est en général requise. L'article 19 de la loi EEG 2014 oblige le gestionnaire du réseau de payer au plus tard le 15 du mois suivant l'injection de l'électricité un acompte raisonnable sur les versements à effectuer. L'année suivante, un décompte précis est établi sur la base des données réelles de l'année écoulée. Tout écart éventuel entre le décompte annuel et les acomptes mensuels versés est ensuite compensé entre le gestionnaire du réseau et l'exploitant de l'installation. Des corrections peuvent notamment s'avérer nécessaires si les séries temporelles d'injection doivent être adaptées *a posteriori*, ou encore d'une manière plus générale pour toute source d'énergie pour laquelle le mon-

Grâce à un grand nombre d'installations [...], il devient possible d'avoir des prévisions de vente plus fermes, y compris pour les sources d'énergie intermittentes, car les effets contraires des différentes installations se compensent.

tant de la rémunération dépend de la puissance assignée⁸, par exemple dans le cas du biogaz, ne pouvant donc être déterminé seulement à l'issue de l'année civile.

Le gestionnaire du réseau de distribution facture au gestionnaire du réseau de transport les versements cumulés effectués à l'exploitant de l'installation au titre de la prime de marché ou de la rémunération fixe. La facturation est réalisée tous les mois, suivie d'un décompte annuel effectué l'année suivante. Le gestionnaire du réseau de transport rembourse ainsi au gestionnaire du réseau de distribution tous les montants versés à l'exploitant de l'installation au titre de la prime de marché.

Tout comme les exploitants d'installations et les fournisseurs d'électricité, les gestionnaires de réseaux sont tenus, en vertu de l'article 70 de la loi EEG 2014, de mettre à disposition toutes les données nécessaires à la réconciliation des données au niveau national. Ceci comprend notamment les informations sur un éventuel changement de forme de commercialisation pour les installations EEG, changement que le gestionnaire du réseau auquel l'installation est raccordée doit signaler au gestionnaire du réseau de transport. Cette information est très importante pour ce dernier qui doit savoir quelles installations inclure dans le cadre de la rémunération fixe ou de la commercialisation par défaut, et pour lesquelles la vente est confiée à un opérateur de vente directe.

Le gestionnaire du réseau de transport

Plusieurs missions incombent au gestionnaire du réseau de transport dans le cadre du modèle de prime de marché. Concernant le processus du versement de la prime de marché, le gestionnaire du réseau de transport contrôle et règle tous les mois les factures que le gestionnaire du réseau auquel l'installation est raccordée lui adresse pour répercuter sur lui le coût de la prime de marché. Le décompte effectué mensuellement ainsi qu'une fois par an pour l'année écoulée fait également l'objet d'un contrôle et du règlement correspondant. Les dépenses réalisées au titre des versements de la prime de marché par les quatre gestionnaires de réseaux de transport allemands sont compensées entre ces derniers au prorata de la consommation finale dans leurs zones de réglage respectives. Ce procédé est également appelé **compensation horizontale des charges (horizontaler Belastungsausgleich, HoBA)** entre les gestionnaires de réseaux de transport.

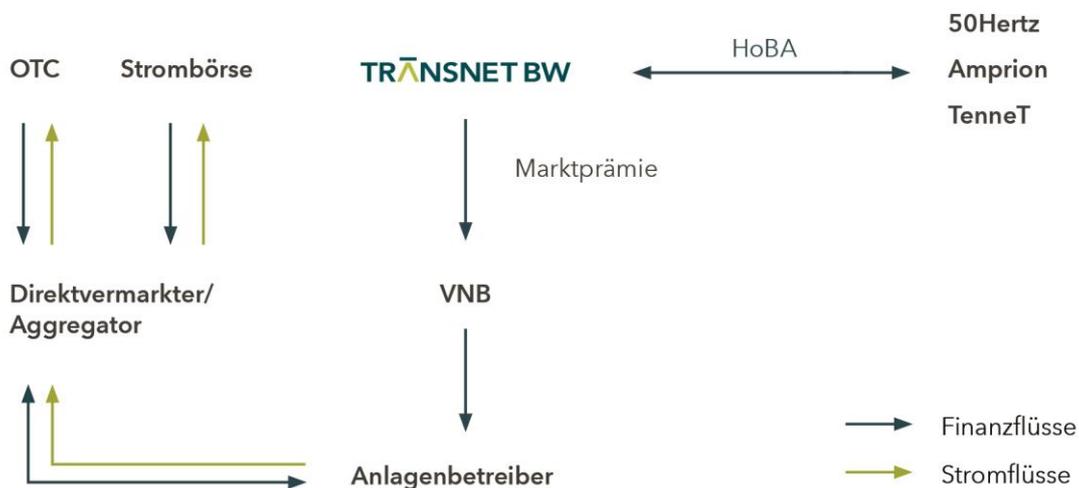
Il appartient également aux gestionnaires des réseaux de transport de déterminer le montant de la prime de marché. En vertu de l'annexe 1 de la loi EEG 2014, cette prime est calculée sur la base de la différence entre la valeur de référence et le prix moyen mensuel de l'électricité en bourse. La valeur de référence correspond à la rémunération à laquelle une installation peut prétendre en vertu de la loi EEG. La valeur marchande mensuelle de l'électricité produite est toujours calculée au début du mois suivant par les gestionnaires des réseaux de transport. La valeur marchande moyenne des sources d'énergie intermittentes que sont le solaire, l'éolien terrestre et l'éolien en mer étant calculée comme moyenne des prix spot horaires pondérée par les volumes échangés, les gestionnaires des réseaux de transport sont en outre tenus d'établir une **estimation en ligne** pour les différentes sources d'énergie concernées (cf. également chapitre **IV.b - Rémunération**). Cette estimation en ligne se base sur un nombre représentatif d'installations de référence dont les données mesurées servent à établir une estimation de la production de l'ensemble des installations. Une particularité a été introduite à cet égard en janvier 2015 : l'estimation en ligne ne doit plus tenir compte d'éventuelles réductions de la puissance injectée opérées par les gestionnaires de réseaux ou dans le cadre de la vente directe, ce qui fait qu'elle correspond théoriquement à la capacité de production maximale pour une heure donnée. Les gestionnaires des réseaux publient sur leur site Internet netztransparenz.de d'une part l'estimation de la quantité d'électricité produite réalisée pour déterminer les valeurs marchandes mensuelles des sources d'énergie que sont le solaire, l'éolien terrestre et l'éolien en mer et, d'autre part, les valeurs marchandes mensuelles elles-mêmes.⁹

⁸ La « puissance assignée » d'une installation est le quotient de la somme des kilowattheures produits durant une année civile donnée par la somme des heures pleines de cette année civile moins les heures pleines précédant la première production d'électricité à partir d'énergies renouvelables ou de gaz de mine par l'installation et celles suivant sa mise à l'arrêt définitive.

⁹ <http://www.netztransparenz.de/de/Marktprämie.htm>.

Outre les deux missions mentionnées, une autre incombe aux gestionnaires des réseaux de transport en rapport avec le modèle de prime de marché, à savoir celle de vendre l'électricité au titre de la commercialisation « par défaut » en vertu de l'article 38 de la loi EEG 2014. Cette mission ne résulte pas directement du modèle de prime de marché mais entre en ligne de compte si l'exploitant de l'installation n'est pas en mesure, pour quelque raison que ce soit, d'assurer la vente de son électricité dans le cadre du modèle de prime de marché, sans pour autant pouvoir opter pour le système de rémunération fixe en vertu de la loi EEG 2014. Dans une telle situation, l'exploitant de l'installation peut inscrire son installation à la commercialisation par défaut.

Le graphique ci-après donne un aperçu des interfaces entre les différents acteurs ainsi que des flux financiers et d'électricité qui y correspondent dans le cadre du modèle de prime de marché.



OTC = OTC (vente de gré à gré)
Strombörse = bourse de l'électricité
HoBA = compensation horizontale des charges
Marktprämie = prime de marché
Direktvermarkter/Aggregator = opérateur de vente directe / agrégateur

VNB = GRD (gestionnaire de réseau de distribution)
Anlagenbetreiber = exploitant d'installation
Finanzflüsse = flux financiers
Stromflüsse = flux de l'électricité

Figure 6 : Les flux d'électricité et financiers dans le cadre du modèle de prime de marché
Source : TransnetBW

IV. - Droits et obligations d'un exploitant d'installation / opérateur de vente directe

La vente directe comme instrument de soutien au développement des énergies renouvelables en Allemagne doit aider l'exploitant d'une installation à rentabiliser l'exploitation de cette dernière, mais aussi créer des incitations pour une meilleure intégration des énergies renouvelables au marché. Le bénéfice de ce soutien implique toutefois également des obligations pour l'exploitant de l'installation ou pour l'opérateur de vente directe afin de garantir le bon fonctionnement du système. Cette section aborde brièvement ces différents points.

IV.a - Les délais de déclaration

D'une manière générale, pour pouvoir prétendre à un soutien financier en vertu de la loi EEG, l'exploitant d'une installation doit remplir toutes les obligations **relatives à l'enregistrement de son installation** auprès de l'Agence fédérale allemande des réseaux (*Bundesnetzagentur*), conformément au **décret allemand sur le registre des installations (AnlRegV)**. L'exploitant de l'installation est notamment tenu d'enregistrer son installation auprès de l'Agence

fédérale des réseaux dans les trois semaines suivant sa mise en service (article 3, alinéa 3 du décret AnlRegV). À défaut, son droit à rémunération est réduit à zéro en vertu de l'article 25 de la loi EEG 2014.

En ce qui concerne **le choix de la forme de commercialisation**, l'exploitant de l'installation est également tenu de respecter les **délais de changement** en vigueur. Ces délais sont fixés à l'article 21 de la loi EEG 2014. Pour passer d'une option à l'autre – prime de marché, vente directe ou système de rémunération fixe (uniquement pour les installations mises en service avant le 1^{er} août 2014 ou les petites installations visées à l'article 37 de la loi EEG 2014) –, l'exploitant de l'installation doit informer le gestionnaire de réseau compétent de son choix avant le début du mois précédant le changement. Pour tout changement relatif à la commercialisation par défaut visée à l'article 38 de la loi EEG 2014, l'information doit être communiquée au gestionnaire de réseau au plus tard cinq jours ouvrables avant la fin du mois précédant le changement. En cas de non-respect de ces délais, la valeur de référence pour le soutien est réduite à la valeur marchande mensuelle en vertu de l'article 25 de la loi EEG 2014. L'exploitant de l'installation ne perçoit donc que le produit de la vente en bourse, sans bénéficier de soutien supplémentaire. Une interprétation stricte de cette disposition et la possibilité de sanctionner les manquements sont absolument nécessaires pour garantir une commercialisation rigoureuse de l'électricité en vertu de la loi EEG. Si le changement de forme de commercialisation n'est pas – ou tardivement – déclaré, il peut arriver que l'électricité produite soit commercialisée deux fois ou pas du tout.

L'alinéa 2 de l'article 20 de la loi EEG 2014 prévoit la possibilité pour l'exploitant de répartir l'électricité produite sur plusieurs formes de commercialisation.

L'alinéa 2 de l'article 20 de la loi EEG 2014 prévoit la possibilité pour l'exploitant d'une installation de répartir l'électricité produite sur plusieurs formes de commercialisation. Il faut toutefois que cette répartition soit à tout moment conforme à la déclaration effectuée à cet égard. À défaut, le droit à rémunération de l'exploitant de l'installation est supprimé pour la période de l'infraction et les trois mois suivants.

Par ailleurs, l'exploitant de l'installation doit remplir ses obligations en matière de décompte annuel. Pour ce faire, il doit mettre à la disposition du gestionnaire du réseau au plus tard le 28 février de l'année suivante toutes les données nécessaires à l'établissement du décompte final. Toute installation faisant l'objet d'une vente directe doit obligatoirement être équipée d'un dispositif de mesure de la puissance. En général, il s'agit d'un dispositif enregistrant la puissance qui permet également de contrôler et prouver, dans le cadre du décompte annuel, l'injection réelle de l'installation à tout moment de l'année. Si l'exploitant de l'installation ne respecte pas ses obligations de déclaration en matière de décompte annuel, il est déchu de son droit à soutien en vertu de l'article 19 de la loi EEG 2014, dont le droit à la prime de marché et aux versements d'acomptes au fil de l'année.

Toute installation faisant l'objet d'une vente directe doit obligatoirement être équipée d'un dispositif de mesure de la puissance.

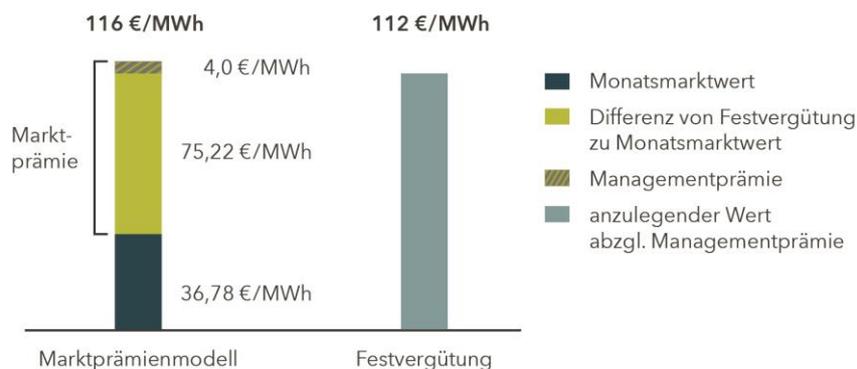
IV.b - Rémunération

Tout exploitant d'installation ayant inscrit son installation au modèle de prime de marché et remplissant les conditions requises à cet effet peut prétendre à la prime de marché. Dans le cadre du modèle de prime de marché, les exploitants d'installations vendent eux-mêmes leur électricité ou passent par un opérateur de vente directe. Les recettes pouvant être obtenues par la vente directe sur la bourse étant toutefois en général inférieures à la rémunération EEG, les exploitants d'installation bénéficient en plus des recettes d'une prime de marché par les gestionnaires de réseaux.

La prime de marché est définie *ex post* sur la base de la différence entre la valeur de référence et la valeur marchande du mois en question. Elle ne peut en aucun cas être négative, conformément à l'annexe 1 de la loi EEG.

La valeur de référence correspond au taux de rémunération, tel qu'il a été défini par la loi EEG pour ce type d'installation. Son montant dépend principalement de la source d'énergie, de la date de mise en service et de la puissance de l'installation. Dans sa forme initiale instaurée par la loi EEG 2012, le modèle de prime de marché prévoyait en outre une prime dite « de gestion ». Cette prime était versée en plus à l'exploitant d'une installation pour compenser le coût associé à la vente directe, par exemple pour les transactions commerciales ou l'énergie d'ajustement. Depuis la loi EEG 2014, le modèle de prime de marché n'est plus une simple option comme c'était le cas dans le cadre de la loi EEG 2012, mais le principal instrument de soutien aux énergies renouvelables. Si la loi EEG 2014 ne mentionne plus expressément la prime de gestion, cette dernière directement prise en compte dans la rémunération. Les petites installations bénéficiant encore aujourd'hui du système de rémunération fixe et ne commercialisant donc pas directement l'électricité se voient déduire un petit montant (0,4 c€/kWh pour les éoliennes et les installations photovoltaïques, 0,2 c€/kWh pour les autres sources d'énergie) en vertu de l'article 37 de la loi EEG 2014, correspondant en principe à l'ancienne prime de gestion. Le graphique ci-après illustre le calcul de la prime de marché à l'exemple d'une installation solaire. La valeur de référence pour cette installation solaire est de 116 €/MWh. Pour une valeur marchande mensuelle de 36,78 €/MWh, prise comme hypothèse pour le présent exemple, la prime de marché, calculée comme différence entre la valeur de référence et la valeur marchande mensuelle, s'élève en tout à 79,22 €/MWh. Cette valeur comprend d'une part l'**ancienne prime de gestion** à hauteur de 4 €/MWh et, d'autre part, la différence entre le soutien accordé dans le cadre de la rémunération fixe et la valeur marchande mensuelle (75,22 €/MWh). Si l'installation devait passer au régime de la rémunération fixe, ce qui est possible pour les petites installations, l'ancienne prime de marché serait retranchée de la valeur de référence, ramenant celle-ci à 112 €/MWh.

La prime de marché est définie *ex post* sur la base de la différence entre la valeur de référence et la valeur marchande du mois en question.



Marktprämie = prime de marché
 Marktprämienmodell = modèle de prime de marché
 Monatsmarktwert = valeur marchande mensuelle
 Differenz von Festvergütung zu Monatsmarktwert = écart entre la rémunération fixe et la valeur marchande mensuelle
 anzulegender Wert abzgl. Managementprämie = valeur de référence, déduction faite de la prime de gestion
 Festvergütung = rémunération fixe
 Managementprämie = prime de gestion

Figure 7 : Principe de fonctionnement de la prime de marché

Source : TransnetBW

La valeur marchande mensuelle de l'électricité produite est toujours calculée et publiée *ex post* au début du mois suivant par les gestionnaires des réseaux de transport. Elle se base sur la valeur moyenne des contrats horaires conclus sur le marché spot de la bourse EPEX Spot SE à Paris pour la zone tarifaire Allemagne/Autriche et pour chaque heure du mois civil. Pour certaines sources d'énergie également parfois définies comme réglables (biomasse, eau, géothermie, gaz de mine, d'épandage et de décharge), la moyenne mensuelle de ces prix de marché est identifiée puis

définie comme valeur marchande mensuelle. Cette définition est liée au fait que ces sources d'énergie alimentent le réseau d'une façon relativement constante, ce qui fait que la valeur marchande correspond à peu près au prix de marché moyen. Cette constatation est également confirmée par des études scientifiques.¹⁰

D'autres sources d'énergie, comme le solaire et l'éolien terrestre ou en mer, se caractérisent toutefois par une forte intermittence en matière d'injection sur le réseau. C'est pourquoi leur valeur marchande présente un écart plus important par rapport au prix de marché moyen. Pour tenir compte de ces réalités, l'électricité produite par ces sources d'énergie est prise en compte dans la définition de la valeur marchande, et un prix moyen pondéré par les volumes est calculé. Pour ce faire, la quantité d'électricité produite par source d'énergie est multipliée, pour chaque heure du mois, par le prix spot de la tranche horaire concernée, avant d'additionner les résultats de toutes les tranches horaires et de les diviser par la quantité totale d'électricité produite au cours du mois par les différentes sources d'énergie, indépendamment de la forme de commercialisation choisie pour l'électricité. La quantité d'électricité effectivement produite n'étant pas connue avec précision pour diverses raisons dont, entre autres, parce que toutes les installations ne sont pas équipées d'un dispositif de mesure de la courbe de charge, il est fait appel pour ce calcul à une estimation en ligne déclinée heure par heure (cf. également le chapitre [Le gestionnaire du réseau de transport](#)).

Le graphique ci-après montre les valeurs marchandes mensuelles des différentes sources d'énergie. Les différences notables à cet égard liées aux caractéristiques divergentes des sources d'énergie en termes d'injection sur le réseau sont bien mises en évidence.

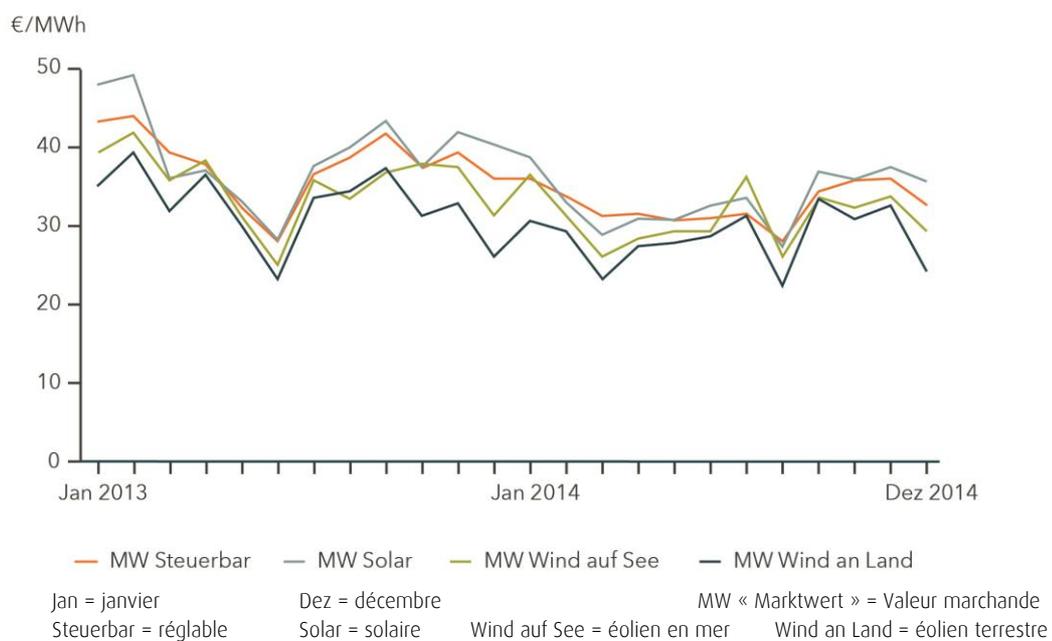


Figure 8 : Les valeurs marchandes

Graphique : TransnetBW ; données : www.netztransparenz.de

Par sa définition *ex post*, la prime de marché est conçue comme une **prime dite « glissante »**, ce qui veut dire que son montant change tous les mois en fonction des prix de marché du mois concerné. Si le prix de marché moyen baisse, la prime de marché augmente. Dans le cas contraire, elle diminue. Comme pour le régime de rémunération fixe, le

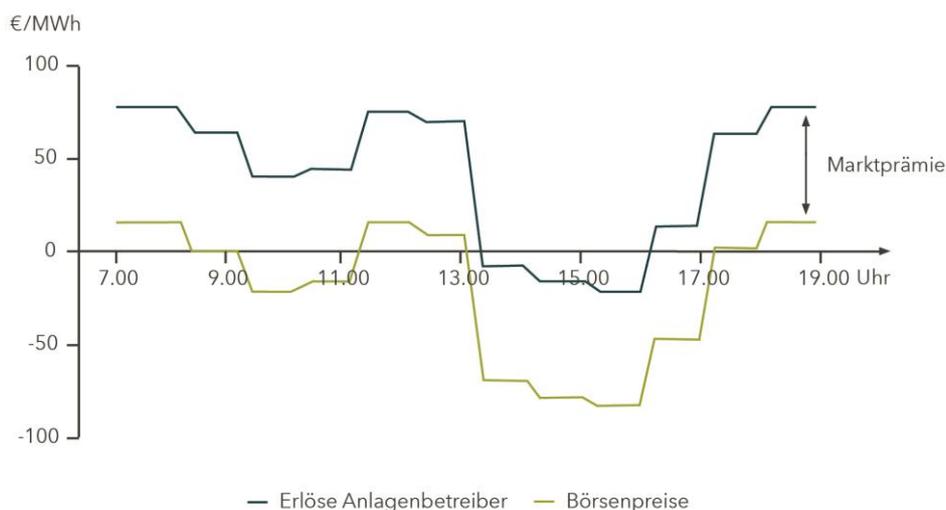
¹⁰ P. ex. Energy Brainpool GmbH & Co. KG : Ermittlung des Marktwertes der deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken für das Jahr 2015 (*Détermination pour l'année 2015 de la valeur marchande de la production d'électricité à partir de centrales renouvelables en Allemagne*), r2b energy consulting GmbH : Ermittlung des Marktwertes der deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken (*Détermination de la valeur marchande de la production d'électricité à partir de centrales renouvelables en Allemagne*), les deux étant disponibles sur www.netztransparenz.de.

risque de l'évolution du prix de marché est donc supporté par tout un chacun, et non pas par l'exploitant de l'installation.

Contrairement au régime de rémunération fixe, le modèle de prime de marché cherche à inciter les exploitants d'installations à exploiter leurs installations en tenant compte de la demande, ce qui veut dire qu'ils sont censés intervenir activement sur le fonctionnement de leurs installations en fonction des prix de marché du moment. Dans le cadre du régime de rémunération fixe, les exploitants d'installations n'ont aucune incitation à piloter activement la marche de leurs installations. En règle générale, le fonctionnement des installations est totalement déconnecté des prix de marché : celles-ci sont exploitées au maximum de leur capacité pour en retirer le meilleur bénéfice possible (« *produce and forget* »). Tel qu'il est conçu aujourd'hui, le modèle de prime de marché ne crée ces incitations que partiellement. En principe, il existe une incitation pour l'exploitant d'une installation à arrêter celle-ci dès que le prix de marché atteint un niveau négatif tel que la prime de marché attendue s'épuise.¹¹ Au moment de la production d'électricité, l'exploitant de l'installation ne connaît pas encore le montant de la prime de marché pour le mois en question, la valeur marchande mensuelle étant déterminée *ex post*. Il doit donc procéder à une estimation pour déterminer à partir de quel prix de marché il devient intéressant pour lui d'arrêter l'installation.

Dans le graphique ci-après, la courbe de couleur foncée montre les recettes globales de l'exploitant d'une éolienne, soit la prime de marché attendue plus le produit de la vente sur la bourse. On s'aperçoit que les recettes globales de l'exploitant de l'installation peuvent devenir négatives à leur tour quand les prix de marché (courbe claire) tombent trop bas dans le négatif. À ces moments, l'exploitant de l'installation aurait intérêt à arrêter son installation (dans l'exemple ci-dessous, de 13 heures à 16 heures). En revanche, si le prix de marché est à peine négatif, les recettes de l'exploitant de l'installation restent positives grâce à la prime de marché, calculée comme la différence entre ces deux courbes. Il serait donc avantageux pour l'exploitant de l'installation de ne pas arrêter son installation à ces moments-là (dans l'exemple ci-dessous, de 9 heures à 11 heures).

Comme pour le régime de rémunération fixe, le risque de l'évolution du prix de marché est donc supporté par tout un chacun, et non pas par l'exploitant de l'installation.



Erlöse Anlagenbetreiber = recettes des exploitants d'installations
 Börsenpreise = prix de marché
 Marktprämie = prime de marché

Figure 9 : Incitations à une production en adéquation avec la demande
 Source : TransnetBW

¹¹ C'est valable pour toutes les installations sans frais de combustibles. Pour les autres, il convient d'intégrer ces frais dans le calcul.

Par son article 24, la loi EEG 2014 introduit en outre une disposition réduisant à zéro le droit des installations à un soutien financier, et donc aussi de la prime de marché, pour toute la période si la valeur des contrats horaires pour la zone tarifaire Allemagne / Autriche sur le marché spot de la bourse EPEX Spot SE à Paris est négative pendant au moins six heures consécutives. Cette disposition s'applique aux installations mises en service à partir du 1^{er} janvier 2016 et ne comprend ni les éoliennes d'une puissance installée inférieure à 3 MW ni toute autre installation d'une puissance installée inférieure à 500 kW. L'exploitant d'une installation a donc tout intérêt à arrêter cette dernière dès que les prix de marché deviennent négatifs, et ce quel que soit le niveau de prix négatif atteint.

IV.c – Commandabilité des installations

Pour pouvoir bénéficier d'un soutien financier dans le cadre du modèle de prime de marché, l'installation doit obligatoirement pouvoir être commandée à distance. Cette commandabilité peut être donnée à l'opérateur de vente directe et, pour les installations visées à l'article 9 de la loi EEG 2014, également au gestionnaire du réseau. Pour ce dernier, c'est même une nécessité absolue **s'il doit intervenir dans le cadre de la gestion de l'injection**, et pour l'opérateur de vente directe, c'est la condition *sine qua non* pour **mettre en œuvre une production en adéquation avec la demande**. Ces installations doivent donc être équipées de dispositifs techniques permettant de consulter à tout moment l'injection réelle et de réduire à distance la puissance injectée. La possibilité à caractère obligatoire d'une commande à distance par l'opérateur de vente directe est l'une des nouveautés de la loi EEG 2014. Avant, il ne s'agissait que d'une possibilité à caractère optionnel permettant d'obtenir une rémunération légèrement supérieure. Aussi un délai de transition a-t-il été accordé aux installations mises en service avant le 1^{er} août 2014. Celles-ci disposent jusqu'au 31 mars 2015 pour permettre à l'opérateur de vente directe de commander à distance les installations concernées. Les nouvelles installations doivent, quant à elles, répondre à cette condition au plus tard au cours du deuxième mois suivant leur mise en service.

IV.d - Gestion d'un périmètre d'équilibre

Une autre condition pour pouvoir prétendre à la prime de marché est le respect des règles en matière d'**équilibre de l'électricité**. L'article 35, numéro 3, de la loi EEG 2014 stipule l'obligation pour l'électricité rémunérée par la prime de marché d'être équilibrée au sein d'un périmètre ou sous-périmètre d'équilibre. Au sein du périmètre d'équilibre utilisé, ne peut être équilibrée que l'électricité :

- issue d'énergies renouvelables ou de gaz de mine, directement commercialisée dans le cadre de la prime de marché ;
ou
- non commercialisée via la prime de marché et dont l'intégration au périmètre ou sous-périmètre d'équilibre ne relève ni de l'exploitant de l'installation ni de l'opérateur de vente directe.

Un périmètre d'équilibre est un compte de volumes d'énergie. Son bilan comprend toutes les injections d'électricité, telles que la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, et tous les soutirages, tels que la consommation des clients qui y sont rattachés. Il est en outre possible de restituer au sein d'un périmètre d'équilibre les transactions réalisées avec d'autres périmètres d'équilibre. Il existe un **responsable d'équilibre** pour chaque périmètre d'équilibre. Rattaché au périmètre d'équilibre en question, le responsable d'équilibre est garant du respect de toutes les règles énoncées dans le contrat de périmètre d'équilibre¹² et des règles du marché en matière d'équilibrage de l'électricité¹³.

¹² BNetzA, BK6-06-013, Standardbilanzkreisvertrag (*Contrat standard de périmètre d'équilibre*).

¹³ BNetzA, BK6-07-002, Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS) (*Les règles du marché pour l'établissement du décompte électricité du périmètre d'équilibre*).

Comme tout autre type de production d'électricité, la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables est comptabilisée comme injection dans le cadre de l'équilibrage de l'électricité au sein d'un périmètre d'équilibre. Dans ce cadre, les volumes d'électricité relevant du modèle de prime de marché doivent être comptabilisés à part, ce qui veut dire qu'il faut utiliser, pour chaque comptabilisation dans un périmètre d'équilibre, un type de série temporelle¹⁴ précisant la source d'énergie concernée. Les injections au sein d'un périmètre d'équilibre doivent correspondre aux soutirages. Conformément au point 5.1 du contrat standard de périmètre d'équilibre, le responsable d'équilibre doit assurer l'équilibre de son périmètre chaque quart d'heure, ce qui veut dire que les injections et les soutirages doivent s'équivaloir. Dans la plupart des cas, le soutirage correspond à la commercialisation des volumes d'électricité concernés sur la bourse de l'électricité. La production réelle n'est toutefois connue qu'*a posteriori*, d'où la nécessité d'établir des prévisions de la production d'électricité au moment de la commercialisation. Un périmètre d'équilibre destiné aux énergies renouvelables nécessite non seulement une gestion rigoureuse, comme tout périmètre équilibre, mais aussi des prévisions de très haute qualité en ce qui concerne sa production d'électricité. Le responsable d'équilibre doit notamment adapter sa commercialisation à chaque fois que la production s'écarte des prévisions. Le marché *intraday* de la bourse d'électricité et les transactions OTC (de gré à gré) incarnent le dernier recours pour adapter les positions de commercialisation. Si son périmètre est excédentaire, le responsable d'équilibre doit vendre ce surplus d'électricité ; s'il est déficitaire, il doit acheter de l'électricité ou, s'il en a la possibilité, adapter la production en conséquence. Dans tous les cas, la gestion du périmètre d'équilibre doit se faire de quart d'heure en quart d'heure.

Le responsable d'équilibre doit assurer l'équilibre de son périmètre d'équilibre chaque quart d'heure. [...] Les injections et les soutirages doivent s'équivaloir.

Le 29^e jour ouvrable suivant le mois de la livraison, un décompte de périmètre d'équilibre est établi et le solde des injections et soutirages à chaque quart d'heure y est identifié. Appelé **énergie d'ajustement**, ce solde a un prix unique applicable à l'ensemble des zones de réglage, désigné sous le nom de « reBAP ». Ce prix de l'énergie d'ajustement reflète essentiellement le coût lié à l'utilisation d'énergie de réglage.¹⁵ L'**énergie de réglage** est utilisée pour compenser les variations du réseau électrique. Ces dernières peuvent être causées par le déséquilibre entre les prévisions de production d'électricité et la production réelle entraînant un déséquilibre au sein des périmètres d'équilibre concernés. L'énergie de réglage est fournie par les centrales dites « de réglage » activées en cas de nécessité par les gestionnaires des réseaux de transport. La somme de l'énergie de réglage utilisée et physiquement produite correspond à peu près à celle de l'énergie d'ajustement comptabilisée par tous les périmètres d'équilibre de quart d'heure en quart d'heure. De ce fait, le coût engendré par le recours aux centrales de réglage peut être affecté aux périmètres d'équilibre qui en sont à l'origine. Le responsable d'équilibre doit donc supporter précisément le coût engendré par l'écart entre les injections et les soutirages au sein de son périmètre d'équilibre. Cela vaut pour tous les responsables d'équilibre, y compris pour les opérateurs de vente directe ou les responsables d'équilibre qui mettent leur périmètre à disposition pour la vente directe.

Le décompte de l'énergie d'ajustement entre GRT et responsable d'équilibre est réalisé par périmètre d'équilibre (principal). En vertu de l'article 35 de la loi EEG 2014, les volumes d'électricité commercialisés dans le cadre de la prime de marché peuvent aussi être équilibrés au sein d'un **sous-périmètre d'équilibre**, qui ne fera toutefois pas l'objet d'un décompte spécifique, mais qui sera rattaché à un périmètre d'équilibre (principal). Le solde, soit l'énergie d'ajustement, d'un sous-périmètre d'équilibre est ainsi transféré sur le périmètre d'équilibré (principal) concerné.

¹⁴ BDEW, EDI@Energy : liste des codes des séries temporelles, version 1.1a, p. 3.

¹⁵ Le prix du travail pour l'énergie de réglage est répercuté sur le prix de l'énergie d'ajustement. Le prix de la mise à disposition de capacités par les centrales à puissance de réglage est payé via les tarifs d'utilisation des réseaux.

Cette configuration permet aussi de retracer justement l'origine des coûts. Les contrats bilatéraux conclus entre le responsable d'équilibre du périmètre d'équilibre (principal) et les usagers des sous-périmètres fixent les modalités de la répercussion du coût de l'énergie d'ajustement sur les différents sous-périmètres d'équilibre. Ces modalités peuvent prévoir une répercussion à 100 % de ce coût du périmètre d'équilibre (principal) sur les différents sous-périmètres d'équilibre, par exemple.

V. - Les effets de la production EnR sur la sécurité du système

L'important développement des énergies renouvelables, et notamment des sources d'énergie intermittentes que sont l'éolien et le photovoltaïque, pose de nouveaux défis pour la sécurité du système d'approvisionnement en électricité. La responsabilité du respect de la sécurité du système incombe aux GRT. Dans l'exercice de cette responsabilité, les gestionnaires des réseaux de transport mènent, dans leurs réseaux respectifs, un certain nombre d'actions visées à l'article 13 de la loi allemande sur le secteur de l'énergie (EnWG), tant en rapport avec le réseau qu'avec le marché. Parmi les **actions en lien avec le réseau** figurent les commutations au sein du réseau, alors que celles **en rapport avec le marché** concernent pour la plupart le recours à l'énergie de réglage et l'élimination de congestions au sein du réseau grâce à des mesures de *redispatching*. Pour pouvoir relever les nouveaux défis liés au développement des énergies renouvelables, il faut d'une part utiliser différemment des outils qui ont fait leurs preuves et, d'autre part, en créer de nouveaux.

V.a – L'énergie de réglage

Pour assurer la sécurité et la stabilité du réseau, l'équilibre entre production et consommation doit à tout moment être maintenu au sein de la zone de réglage. Pour pouvoir le garantir, le gestionnaire du réseau de transport a besoin de puissance et d'énergie de réglage. Le gestionnaire du réseau de transport se procure la puissance de réglage au moyen d'appels d'offres conformes aux règles du marché. La puissance de réglage se décline en trois produits : la réserve primaire, la réserve secondaire et la réserve tertiaire. Du point de vue technique, les écarts entre la production et la consommation se notent au moment de la réalisation au niveau de la fréquence et de la tension des réseaux électriques. Si la production d'électricité est plus élevée que la consommation, la fréquence dépasse la valeur standard de 50 Hz. Dans le cas contraire, la fréquence baisse. Pour compenser ces écarts, des centrales de réglage sont tenues à disposition, prêtes à intervenir à tout moment. Une puissance de réglage positive fait baisser le déficit de puissance, alors qu'une puissance de réglage négative a pour effet de diminuer le surplus de puissance au sein du réseau de transport. D'une manière générale, toutes ses mesures visant à maintenir la stabilité des réseaux sont désignées par le terme de **services système**, notamment aussi dans le cas de la puissance de réglage. Les gestionnaires des réseaux de transport ne disposent toutefois que d'une offre restreinte d'énergie de réglage pour remédier à ces problèmes d'équilibrage du système. C'est pourquoi il est important de réduire au maximum le recours à l'énergie de réglage. C'est dans cette logique que les responsables d'équilibre sont tenus, comme décrit plus haut, de gérer leur périmètre d'équilibre à tout moment de la manière la plus équilibrée possible, notamment grâce à des prévisions de haute qualité pour ce qui est de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. En particulier les sources d'énergie intermittentes que sont l'éolien et

Pour assurer la sécurité et la stabilité du réseau, l'équilibre entre production et consommation doit à tout moment être maintenu au sein de la zone de réglage. Pour pouvoir le garantir, le gestionnaire du réseau de transport a besoin de puissance et d'énergie de réglage.

le solaire se caractérisent, entre autres, par un comportement très variable en termes d'injection, ce qui les rend difficilement prévisibles. Les opérateurs de vente directe doivent donc apporter une contribution importante à la sécurité du système en fournissant des prévisions de haute qualité.

Le recours à l'énergie de réglage a lieu lorsqu'un déséquilibre entre production et consommation apparaît au sein de la zone de réglage d'un GRT. Depuis la mise en place de la **Coopération en matière de contrôle du réseau (Netzregelverbund, NRV)**, le recours à la puissance de réglage tenue à disposition concerne les zones de réglage des quatre GRT allemands et des GRT étrangers participant en plus au NRV.

V.b – Redispatching

Quand le réseau électrique présente des **congestions**, les injections et les soutirages sont bien équilibrés, mais certaines parties du réseau sont trop sollicitées. Le *redispatching* est l'un des outils de choix des gestionnaires de réseaux de transport pour y remédier. Dans le cadre de mesures de *redispatching*, une centrale est arrêtée en amont de la congestion et une autre est démarrée en aval par rapport au flux de l'électricité. Cette démarche permet de réduire ce flux dans la zone trop sollicitée. Le *redispatching* entraîne le remboursement des frais encourus par les centrales impliquées, et ce sur la base du coût marginal. La centrale qui démarre se voit rembourser le coût y afférent, tandis que celle qui s'arrête doit rembourser les coûts économisés grâce à la non-utilisation de combustibles.

Avec le développement accru des énergies renouvelables, de plus en plus de mesures de *redispatching* s'avèrent nécessaires au sein du réseau de transport allemand. Comme déjà expliquée au début de la présente note, la répartition régionale des installations de production d'électricité a profondément changé avec la transition énergétique. Or, comme la planification, l'autorisation et la construction de nouvelles lignes électriques prend nettement plus de temps que le développement des énergies renouvelables, le réseau électrique actuel n'est pas adapté à la répartition régionale des installations de production d'électricité d'aujourd'hui. Il s'agit notamment de transporter d'importantes quantités d'électricité injectées par les éoliennes du nord de l'Allemagne vers le sud du pays, où la consommation est particulièrement forte. Or, le réseau de transport allemand n'est pas conçu pour transporter de telles quantités du nord vers le sud. Ainsi, en 2013, les mesures de *redispatching* déployées ont concerné une durée totale de 7 965 heures.¹⁶ Les mesures de *redispatching* sont les actions mises en œuvre en cas de congestion de certaines parties du réseau. Ces congestions peuvent survenir quel que soit à ce moment-là l'équilibre général du réseau de transport d'électricité en termes d'offre et de demande. Une meilleure adéquation de la production des installations EnR à la demande, que la vente directe cherche à encourager, ne permettra pas pour autant de réduire le nombre et la durée des mesures de *redispatching*. Ces dernières étant en principe prévues comme outil à utiliser dans des cas exceptionnels et devant donc être déployées le moins possible, il convient de rapidement et rigoureusement développer le réseau de transport d'électricité pour trouver une solution durable aux congestions du réseau.

Les mesures de *redispatching* étant en principe prévues comme outil à utiliser dans des cas exceptionnels et devant donc être déployées le moins possible, il convient de rapidement et rigoureusement développer le réseau de transport d'électricité pour trouver une solution durable aux congestions du réseau.

¹⁶ BNetzA, Monitoringbericht 2014 (*Rapport de suivi 2014*), p. 73.

Intégrer les mesures de *redispatching* dans l'exploitation du réseau et les considérer comme cas normal, c'est courir le risque de ne pas disposer de suffisamment de moyens dans les vrais cas exceptionnels pour maintenir le bon fonctionnement du système.

V.c – Gestion de l'injection

En cas de risque de congestion au sein du réseau, les gestionnaires de réseaux ont en outre la possibilité, en vertu de l'article 15 de la loi EEG 2014, de mettre en œuvre des mesures de gestion de l'injection. Dans ce cadre, ils sont en droit de réduire la puissance injectée par les installations EEG ou de les arrêter complètement. Or, l'article 11 de la loi EEG 2014 oblige les gestionnaires de réseaux également à accepter en priorité la totalité de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables. Cette priorité accordée à l'électricité issue d'énergies renouvelables sur celle provenant de toute autre centrale doit aussi être respectée dans le cadre de mesures de gestion de l'injection. Avant d'appliquer une telle mesure à une installation EEG, il faut donc réduire la puissance des éventuelles centrales traditionnelles.

V.d - Conventions bilatérales avec les exploitants d'installations EEG

En vertu de l'alinéa 3 de l'article 11 de la loi EEG 2014, les gestionnaires de réseaux peuvent par ailleurs conclure des contrats bilatéraux avec les exploitants d'installations et/ou les opérateurs de vente directe pour faciliter l'intégration des installations au réseau. La signature d'un tel contrat suppose l'accord des deux parties. Dans le cadre de ces conventions, des **dispositions contractuelles concernant la déconnexion de capacités ou la diminution de la puissance d'injection** peuvent être définies. Dans ce cadre, il est exceptionnellement possible de déroger à la priorité accordée aux énergies renouvelables, dans la mesure où il est possible de garantir que le gestionnaire du réseau accepte à tout moment la plus grande quantité possible d'électricité issue d'énergies renouvelables. L'article 18 de la loi EEG 2014 prévoit la possibilité pour le gestionnaire du réseau d'intégrer le coût ainsi engendré au calcul des tarifs d'utilisation du réseau, et ce dans la limite de l'économiquement raisonnable.

V.e - Habilitation à légiférer par ordonnance pour diminuer la puissance d'injection en cas de prix négatifs

La loi EEG 2014 comprend en outre à l'article 91, numéro 2, lettre b) une nouvelle autorisation à légiférer par ordonnance pour déconnecter des installations EEG. Cette autorisation permet au gouvernement fédéral allemand d'édicter une ordonnance autorisant les gestionnaires des réseaux de transport à déconnecter des installations mises en service après le 31 décembre 2015 quand les prix restent à un niveau négatif. La déconnexion d'installations dans le cadre de cette autorisation à légiférer par ordonnance ne donnerait pas lieu à une indemnisation¹⁷. Cette disposition vise en premier lieu les installations concernées par la commercialisation par défaut, pour lesquelles les prix de marché n'engendrent aucune incitation à une mise à l'arrêt. Pour les exploitants d'installations concernées par la vente directe et mises en service après le 31 décembre 2015, l'incitation à réduire la puissance d'injection de leur installation devrait être suffisante puisque cette dernière, en vertu de l'article 24 de la loi EEG 2014, ne donne plus lieu à aucun soutien financier quand les prix sont négatifs (cf. chapitre **IV.b - Rémunération**). Si la commercialisation par défaut ne permet pas non plus à l'exploitant de bénéficier d'un soutien financier, elle n'entraîne pas pour autant de coûts pour ce dernier quand les prix de marché sont négatifs. Pour les éoliennes et les installations photovoltaïques n'ayant pas de frais de combustibles, il n'existe pas d'incitation pour leurs exploitants à réduire activement la puissance d'injection des installations.

¹⁷ Gesetzesbegründung zum EEG 2014 (*Exposé des motifs du projet de loi EEG 2014*), publication du Bundestag 18/1891, p. 217.

VI. - Conclusion et perspectives

Si, au cours des premières années, l'accent de la loi EEG était mis sur le développement rapide des énergies renouvelables, plus récemment un autre aspect a gagné en importance : **l'intégration des énergies renouvelables au marché et au système**. La part toujours plus grande des énergies renouvelables dans la production totale d'électricité a fait apparaître la nécessité de fournir des incitations aux exploitants de ces installations à adapter leur production à la demande. C'est dans cet esprit que le modèle de prime de marché a été instauré en 2012 comme possibilité de commercialisation, à caractère optionnel dans un premier temps. Dans le cadre de l'amendement 2014 de la loi EEG, le modèle de prime de marché est devenu obligatoire pour toutes les nouvelles installations n'entrant pas dans la catégorie des petites installations. Depuis 2012, la part des installations dont l'électricité est commercialisée via le modèle de prime de marché n'a cessé de croître. À l'heure actuelle, les exploitants de quelque 90 % de la puissance éolienne installée optent ainsi pour une commercialisation suivant le modèle de prime de marché.

Malgré la grande attractivité de ce modèle, un intense débat a lieu au sein de la filière depuis un certain temps déjà sur d'autres évolutions possibles. Un premier changement fait actuellement l'objet d'un test pilote destiné aux installations photovoltaïques au sol : au lieu d'utiliser des tarifs d'achat définis par le législateur, le marché doit déterminer lui-même ces montants par le biais d'un **appel d'offres**. Il est prévu de procéder de la même manière d'ici 2017 pour déterminer les montants des rémunérations applicables aux autres sources d'énergie.

Quant à l'**évolution du modèle de prime de marché**, deux possibilités d'organisation font l'objet d'un débat intense et parfois controversé¹⁸ :

- prime de marché glissante vs. prime de marché fixe ;
- durée de soutien fixe vs. volume de soutien fixe vs. prime de capacité.

¹⁸ BDEW, Vorschläge für eine grundlegende Reform des EEG (*Propositions pour une réforme fondamentale de la loi EEG*), p. 27-35.