



Note de conjoncture

LE SOUTIEN FINANCIER AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES EN PLEINE TRANSITION



L'électricité issue des installations de production d'origine renouvelables est en plein essor dans notre pays. Au 31 mars 2018, elle représentait en année glissante 20,1 % de l'électricité consommée¹. Toutefois, hormis certains barrages hydroélectriques, les moyens de production d'électricité renouvelable ne rencontrent pas les conditions de marché suffisantes à leur viabilité économique. Leur développement est donc conditionné au soutien public. L'OIE revient sur les évolutions des dispositifs de soutien, qui ont pour objectif d'assurer la bonne adéquation du développement des énergies renouvelables (EnR) avec la politique énergétique nationale².

1. Selon le panorama des EnR du 31/03/2018, RTE.
 2. Il existe également d'autres dispositions qui participent au soutien des ENR (mise à disposition d'organisme de promotion des ENR, réfaction, priorité d'injection, etc ...). Elles ne sont pas étudiées dans le cadre de cette note.



Points clés

- Les énergies renouvelables constituent un des piliers de la lutte contre le changement climatique et sont source d'indépendance énergétique. Leur développement doit répondre à des objectifs à la fois européens et nationaux: à l'horizon 2030, l'Union Européenne vise 32 % d'énergie renouvelable dans la consommation finale brute d'énergie et la France vise 40 % de la production d'électricité issue d'EnR.
- La production d'électricité renouvelable est issue de filières industrielles encore jeunes et dont les coûts ont vocation à encore diminuer. C'est la raison pour laquelle l'Etat les soutient financièrement.
- Les charges liées à l'Obligation d'Achat et au Complément de Rémunération ont été évaluées par la CRE respectivement à 5 069,6 M€ et 197 M€ pour 2019. Ces charges sont essentiellement financées à travers le Compte d'Affectation Spéciale Transition Energétique (CAS TE) et pour le reste par le budget de l'Etat.
- Lors de sa création en 2016, le CAS TE était financé par la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE), et par la Taxe Intérieure sur la Consommation de Gaz Naturel (TICGN). Il était dimensionné pour couvrir les coûts attenants au soutien à la transition énergétique (développement des EnR électriques et biogaz). La loi de finances pour 2018 prévoit que ce CAS TE (budget : 7,18 Md€) sera financé par la Taxe Intérieure de Consommation sur les houilles, lignites et Cokes (TICC) par la Taxe Intérieure de Consommation des Produits Energétiques (TICPE) et depuis 2018 par le produit de la mise aux enchères des Garanties d'Origine issues des moyens EnR soutenus. Le produit de cette vente devrait avoir un poids modeste dans le financement du CAS TE (17 M€ sur les 7,18 Md€)
- L'évolution des sources de financement participe d'une évolution politique destinée à faire financer la transition énergétique par les consommations d'énergie fortement émettrices de gaz à effet de serre.
- Sous l'impulsion de la réglementation européenne, les modalités de soutien aux EnR changent progressivement depuis l'obligation d'achat vers le complément de rémunération.



INTRODUCTION

La politique énergétique nationale vise le développement de l'électricité renouvelable. Au-delà de la lutte contre le changement climatique, cet objectif doit, à terme, permettre d'améliorer la compétitivité du pays sur le plan énergétique tout en préservant la santé des Français et en respectant l'environnement. La politique énergétique française s'inscrit dans le cadre de l'Union européenne, dont l'ambition est le développement d'un véritable marché intérieur de l'énergie, et en particulier de l'électricité. Ce marché intérieur est régi par les règles de la concurrence dans le but de protéger les consommateurs, en cohérence avec la philosophie économique qui a guidé la construction de l'Union européenne depuis ses débuts³.

Objectifs européens

La directive européenne relative à la promotion de l'utilisation d'énergie produite à partir de sources renouvelables fixe des objectifs spécifiques par Etat⁴, avec pour la France, celui de 23 % de renouvelables dans sa consommation d'énergie finale brute en 2020.

Le futur paquet législatif européen pour la période 2020-2030, laisse déjà entrevoir les évolutions envisagées dans la politique de soutien au développement des énergies renouvelables. Le projet de directive post 2020 issu du Trilogue en juin 2018, prévoit un objectif européen d'au moins 32 % d'énergie renouvelable dans la consommation finale brute en 2030. Contrairement au dispositif retenu dans la Directive actuellement en vigueur, qui fixe des objectifs à l'horizon 2020,

et conformément à l'accord du Conseil européen adopté en octobre 2014⁵, cet objectif global pour 2030 ne sera pas décliné par la Commission en objectifs contraignants par Etat membre : ceux-ci élaboreront leurs propres trajectoires pour atteindre collectivement cet objectif⁶.

Objectifs nationaux

Au niveau national, les objectifs de développement des EnR ont été votés dans le cadre de la loi Transition énergétique de 2015 et sont inscrits dans le code de l'énergie : « Porter la part des énergies renouvelables à 23% de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de cette consommation en 2030 ; à cette date, pour parvenir à cet objectif, les énergies renouvelables doivent représenter 40 % de la production d'électricité ». Ces objectifs sont cohérents avec les objectifs européens et mettent le pays en position de respecter la future directive EnR.

Où en est la France aujourd'hui ?

Le panorama des énergies renouvelables au 31 mars 2018, fait état sur une année glissante d'une part de 20,1 % de couverture de la consommation d'électricité produite par des énergies renouvelables.

Pour respecter ses engagements, la France décline sa politique énergétique via le dispositif de programmation pluriannuelle de l'énergie⁷ (PPE). La PPE

approuvée en 2016, fixe les orientations stratégiques du développement des énergies renouvelables jusqu'en 2023 (elle constitue également un point d'étape pour les objectifs de 2030). En matière électrique, elle vise à augmenter de plus de 50 % la capacité renouvelable installée en 2023 par rapport à 2016 pour atteindre entre 71 et 78 GW installés (contre 49 GW au 31 mars 2018), essentiellement en moyens de production photovoltaïques et éoliens.

Des objectifs par filière y sont précisés, avec à chaque fois un objectif bas et un objectif haut à l'horizon 2023. Afin d'atteindre les objectifs inscrits au sein de la PPE, les pouvoirs publics disposent du mécanisme d'appel d'offres, qui permet de piloter les volumes développés, ainsi que de la voie réglementaire, qui consiste à arrêter un tarif de soutien. Ces niveaux de tarif, comme la durée des contrats, sont différenciés par technologie.

LES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET LEUR BESOIN DE SOUTIEN

Le développement d'énergies renouvelables est un des piliers de la transition énergétique et répond à la demande sociale d'une production et d'une consommation plus durables. Leur développement a été entériné par des dispositions législatives, notamment dans la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte du 17 août 2015. Toutefois, la viabilité économique des nouveaux moyens de production renouvelable, qui doivent s'insérer dans

des marchés de l'énergie concurrentiels, n'est pas assurée. Les niveaux de prix sur le marché de gros de l'électricité de ces dernières années ne permettent pas de financer les investissements nécessaires à la mise en place et au fonctionnement des unités de production renouvelable⁸. Des mécanismes de soutien financier sont donc mis en place pour permettre l'atteinte des objectifs.

Ces mécanismes de soutien sont strictement encadrés par la législation

européenne. L'Union européenne prévoit en effet certaines possibilités d'aides, sous réserve de validation par la Commission des régimes d'aides proposés par les Etats. Afin de guider les Etats dans la construction des mécanismes de soutien aux EnR, la Commission européenne a publié des lignes directrices déterminant les aides qui, par exception, peuvent être autorisées car elles répondent aux critères énoncés dans le traité de fonctionnement de l'Union européenne⁹.

3. Issu des accords communs originels que sont le traité instaurant la communauté européenne du charbon et de l'acier conclu le 18 avril 1951 et le traité de Rome signé le 25 mars 1957.

4. Commission Européenne, Directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

5. Bruxelles, le 24 octobre 2014 (OR. en) EUCO 169/14.

6. Si la commission considère que les contributions sont insuffisantes dans un dispositif de rattrapage pourrait être mis en oeuvre

7. Approuvée par le décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 pour la période en cours. Une nouvelle PPE pour la période 2019-2023 et 2023-2028 est en cours d'écriture.

8. L'observatoire des marchés, publié trimestriellement par la CRE, affichait un niveau moyen de 42,5 €/MWh sur le 4^{ème} Trimestre 2017.



Afin d'encourager l'exposition progressive aux conditions de marché des technologies renouvelables, le mécanisme de l'obligation d'achat, initialement mis en place pour soutenir les nouvelles filières d'électricité, voit sa mise en œuvre de plus en plus strictement encadrée par les lignes directrices 2014-2020 au profit du dispositif dit de complément de rémunération.

Comment le gouvernement peut-il mettre en place un soutien financier à une filière de production renouvelable d'électricité ?

Selon le code de l'énergie, la mise en place d'un soutien financier peut résulter de deux mécanismes : soit la filière est identifiée comme bénéficiant de droit d'un soutien financier (c'est le cas de la plupart des moyens EnR), soit l'Etat décide de déclencher des investissements dans une filière car son développement est en retrait vis-à-vis de l'objectif. Dans ce cas, le gouvernement s'appuie sur l'article L311-10 du code de l'énergie pour la mise en place d'une mise en concurrence sous forme d'appels d'offres. L'article L311-12 précise alors que dans ce cas, le gouvernement a la possibilité de soutenir le ou les lauréats via un complément de rémunération ou une obligation d'achat.

UNE ÉVOLUTION DES MÉCANISMES DE SOUTIENS FINANCIERS

Pour soutenir le développement des projets EnR, l'Etat dispose de deux dispositifs financiers : l'Obligation d'Achat et le Complément de Rémunération.

Quand il a décidé de déployer l'un de ces deux dispositifs, il peut choisir :

- soit de sélectionner les projets via un appel d'offre. Ce qui permet de ne soutenir que les moyens les plus performants au regard des objectifs de politique publique (coût de soutien, existence d'un investissement participatif...)

- soit de donner accès au soutien à tout projet qui en ferait la demande. C'est la politique de guichet : quand le projet répond à un certain nombre de critères connus à l'avance (filière, puissance...), il a accès de droit au soutien.

L'obligation d'achat, mécanisme de soutien historique

Le mécanisme d'obligation d'achat¹⁰ prévoit qu'EDF et les Entreprises Locales de Distribution (ELD)¹¹ concluent, avec les producteurs qui en font la demande, un contrat d'achat de l'électricité produite dans des conditions, notamment de prix, Dans le cas où l'obligation d'achat est acquise de droit, le niveau de prix d'achat est fixé par arrêté ministériel après avis de la Commission de Régulation de l'Énergie. Ces niveaux de tarif, comme la durée des contrats, sont différenciés par technologie. La différenciation par filière permet notamment de prendre en compte le coût de développement propre à chaque technologie. Les tarifs d'achat de l'électricité sont calés pour assurer une rémunération normale des capitaux investis. Dans les cas d'un niveau

de prix d'achat fixé après appel d'offres, le prix correspond à celui proposé par le candidat sélectionné. Les contrats sont généralement conclus pour 10 à 20 ans.

L'obligation d'achat présente l'avantage, pour le producteur bénéficiant du soutien, de garantir une visibilité de revenus aux investissements, de ne comporter ni risque de marché lié à l'enlèvement du volume ou lié au prix, ni risque lié aux écarts entre prévision de production et réalisé, ni risque de contrepartie. Elle permet ainsi de sécuriser le financement des projets soutenus. Elle est donc tout à fait adaptée aux technologies émergentes ou dont les acteurs ne peuvent prendre en charge la gestion de l'exposition au marché de l'électricité.

Ainsi, dans le cas de l'éolien terrestre, le dernier tarif publié pour l'obligation d'achat est celui de l'arrêté du 17 juin 2014 qui prévoyait un contrat de 15 ans, avec une rémunération de 82 €/MWh sur les dix premières années, puis un tarif variable selon le nombre d'heures de fonctionnement annuel pour les cinq années restantes. Ce tarif a été abrogé par l'arrêté tarifaire du 13 décembre 2016, qui fixe les conditions du nouveau complément de rémunération pour l'éolien en 2016.

Les faiblesses du mécanisme d'obligation d'achat

Cependant, l'obligation d'achat, quand le niveau du tarif d'achat est déterminé par arrêté tarifaire, présente plusieurs faiblesses, notamment au regard du développement des filières soutenues : il ne permet pas un pilotage efficace des volumes installés. Pour les filières dont

le coût des nouveaux projets évolue rapidement à la baisse, la réactualisation du niveau du tarif d'achat peut manquer de réactivité. Un tarif trop bas se traduit par une absence de développement. Puis, après un développement des premiers projets, la poursuite de la baisse des coûts peut conduire à un emballement des développements de projet du fait du caractère sur-rémunérateur du dispositif. Le manque de réactivité du dispositif peut donc créer des surcapacités ou des sous-capacités par rapport à l'objectif fixé par la puissance publique, et des à-coups qui désorganisent la filière industrielle.

De plus, au regard du fonctionnement du système électrique, la production sous obligation d'achat est gérée indépendamment de l'équilibre offre-demande du système. Le dispositif n'incite pas les producteurs à optimiser leur profil de production en tenant compte de la valeur de marché de la production¹². Il ne permet pas non plus aux producteurs de faire des offres d'ajustement à la baisse sur le mécanisme d'ajustement permettant à RTE d'assurer l'équilibre offre-demande du système électrique au meilleur coût pour la collectivité. Enfin, les producteurs ne sont pas responsabilisés sur la prévision de leur production ni sur les besoins d'ajustement qu'ils peuvent générer.

Au niveau du marché, les volumes sous obligation d'achat sont directement intégrés dans les portefeuilles des acheteurs obligés et ne passent pas nécessairement par le marché, ce qui réduit les volumes échangés entre les acteurs. De plus, les acheteurs obligés

9. Article 107 et 108 du Traité de fonctionnement de l'Union Européenne.

10. Elle est codifiée à la section 1 du chapitre IV du titre Ier du livre III du code de l'énergie, articles L. 314-1 et suivants, ainsi qu'aux articles réglementaires afférents.

11. Enercoop et Hydroneo ont également reçu l'agrément pour devenir acheteur obligé par arrêtés du 20 septembre 2016 et du 31 octobre 2016.

12. Par leur choix de placement des arrêts pour maintenance ou, pour les installations de cogénération ou biomasse, par leur choix de placement de leur production.



sont également des acteurs du domaine concurrentiel, ce qui nuit à la lisibilité du dispositif. Le dispositif, dans ses modalités, n'assure pas de transition entre l'obligation d'achat et la valorisation sur le marché à la fin du contrat d'obligation d'achat. Pour 2016, la CRE a estimé¹³ que 48,1 TWh d'électricité produite à partir de sources renouvelables bénéficiaient du mécanisme de l'obligation d'achat.

Ainsi, si le soutien via une obligation d'achat s'est révélé un outil efficace pour le lancement des nouvelles filières de production renouvelable, il ne permet pas de répondre aux enjeux d'une intégration des énergies renouvelables sur le marché à terme, en particulier dans le cas d'installations de grande taille.

Le complément de rémunération, mécanisme nouveau plus proche du marché

Dans un système de complément de rémunération¹⁴, les producteurs vendent leur énergie sur le marché de gros et perçoivent un complément de rémunération sous la forme d'une prime dans le cas où la « différence » entre un tarif de référence et le prix de marché est positive. Dans le cas où cette différence est négative, les producteurs doivent reverser le surplus perçu. Le niveau du complément de rémunération est calculé afin de ne pas excéder une rémunération normale des capitaux investis compte tenu des risques inhérents à ces activités. Pour la Commission Européenne, il s'agit « d'avancer aussi rapidement

que possible vers des régimes laissant les producteurs affronter les prix du marché¹⁵ ». Cette orientation européenne est la bienvenue au regard de la maturité que certaines filières renouvelables commencent à acquérir.

Le niveau de complément de rémunération peut être fixé soit après un appel d'offres, généralement pour les grosses installations, ou être fixé par arrêté ministériel pour les installations de taille intermédiaire. Les contrats sont conclus par arrêté spécifique à chaque filière pour une durée qui ne peut excéder vingt ans.

Ainsi, l'arrêté du 13 décembre 2016 fixe les conditions du complément de rémunération pour l'éolien terrestre, qui est conclu pour quinze ans. Le tarif de référence pour la vente de l'éolien terrestre est de 82€/MWh pour les dix premières années du contrat puis varie selon la durée annuelle de fonctionnement pour les cinq années restantes. L'arrêté relatif au complément de rémunération se limite aux parcs possédant au maximum six aérogénérateurs. Au-delà, le niveau de soutien sera déterminé suite à une procédure de mise en concurrence¹⁶.

Afin de permettre la transition de l'obligation d'achat vers le complément de rémunération, l'article L.314-19 du code de l'énergie autorise les installations bénéficiant d'un contrat d'achat à le rompre pour conclure un contrat de complément de rémunération.

Il faut également noter que la disparition annoncée de l'obligation d'achat ne concerne pas toutes les installations. Dans son communiqué du 12 décembre 2016, la Commission a validé le maintien de l'obligation d'achat pour les installations de moins de 500 kW, car elle estime qu'elle est nécessaire pour ces installations et peut donc être une exception aux lignes directrices.

Des coûts importants assumés par les finances publiques

Ces mécanismes de soutien ont un coût : le coût de l'obligation d'achat a été évalué pour la seule année 2018 à 4,9 Md€¹⁷. Ce surcoût est financé par l'Etat, à travers le Compte d'Affectation Spéciale Transition Énergétique, complété par le programme budgétaire « service public de l'énergie ».

La CRE a déterminé que les contrats d'achat entraîneraient pour EDF et les Entreprises Locales de Distribution des surcoûts de l'ordre de 5 650,5 M€, assumés en très grande majorité par le Compte d'Affectation spéciale Transition Énergétique (CAS TE). Le coût du complément de rémunération nouvellement créé est beaucoup moins important puisqu'il sera de l'ordre de 34 M€ pour l'année 2018. Néanmoins, ce dispositif étant nouveau, sa charge a vocation à s'alourdir au cours des années à venir, tandis que le coût des contrats d'obligation d'achat est amené à diminuer du fait de l'extinction naturelle ou du report vers le complément de rémunération de ce type de contrat.

LE MOYEN ESSENTIEL AU FINANCEMENT DU SOUTIEN AUX ENR : LE CAS TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Le Compte d'Affectation Spéciale Transition Énergétique, des missions importantes...

Le compte d'affectation spéciale (CAS) est une exception au principe législatif de non affectation du budget concernant une opération à caractère définitif sur un secteur déterminé. Il a été créé par la loi de finances rectificative pour 2015¹⁸. Il est subdivisé en deux programmes :

le soutien à la transition énergétique et les engagements financiers liés à la transition énergétique.

Le premier programme comprend le soutien aux énergies renouvelables électriques, le soutien à l'effacement de consommation et le soutien à l'injection de bio-méthane. Dans un souci de mutualisation des coûts des projets, la loi de finances pour 2017 ajoute un autre

poste de dépense : le CAS doit rembourser les dépenses relatives à la réalisation d'études techniques de qualification des sites d'implantation d'installation produisant de l'électricité à partir d'une source d'énergie renouvelable définis lors des procédures de mise en concurrence prévues par l'article L.311-10 du code de l'énergie, ou d'organisation matérielle des consultations du public en lien avec les procédures de mise en concurrence.

13. Délibération de la CRE du 13 juillet 2016, annexe mise à jour des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de l'année 2016.

14. Il est apparu en droit français via l'article 104 de la loi de transition énergétique pour la croissance verte d'août 2015 et est codifié à la section 3 du chapitre IV du titre Ier du livre III du code de l'énergie, articles L.314-18 et suivants, ainsi qu'aux articles réglementaires afférents.

15. COM(2012) 271 final, Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au comité économique et social européen et au Comité des régions, « Énergies renouvelables: un acteur de premier plan sur le marché européen de l'énergie ».

16. Cet arrêté prévoit une référence de 72 € à 74 €/MWh pour les premiers MWh produits.

17. CRE, Délibération du 12 juillet 2018 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2019 : il avait été évalué initialement à 5,3 Md€ dans la loi de finance 2018.

18. Loi de finances rectificative pour 2015.



L'objectif ici est de mutualiser les études et les procédures entre les opérateurs, permettant ainsi une baisse globale du coût du dispositif de soutien aux EnR. Le second programme comprend le désendettement vis-à-vis des opérateurs supportant les charges de service public de l'électricité, remboursements d'anciens plafonnements de la Contribution au Service Public de l'Électricité, et enfin les versements au profit de la Caisse des Dépôts et Consignation correspondant à des remboursements partiel de la contribution au service public de l'électricité au 31 décembre 2015.

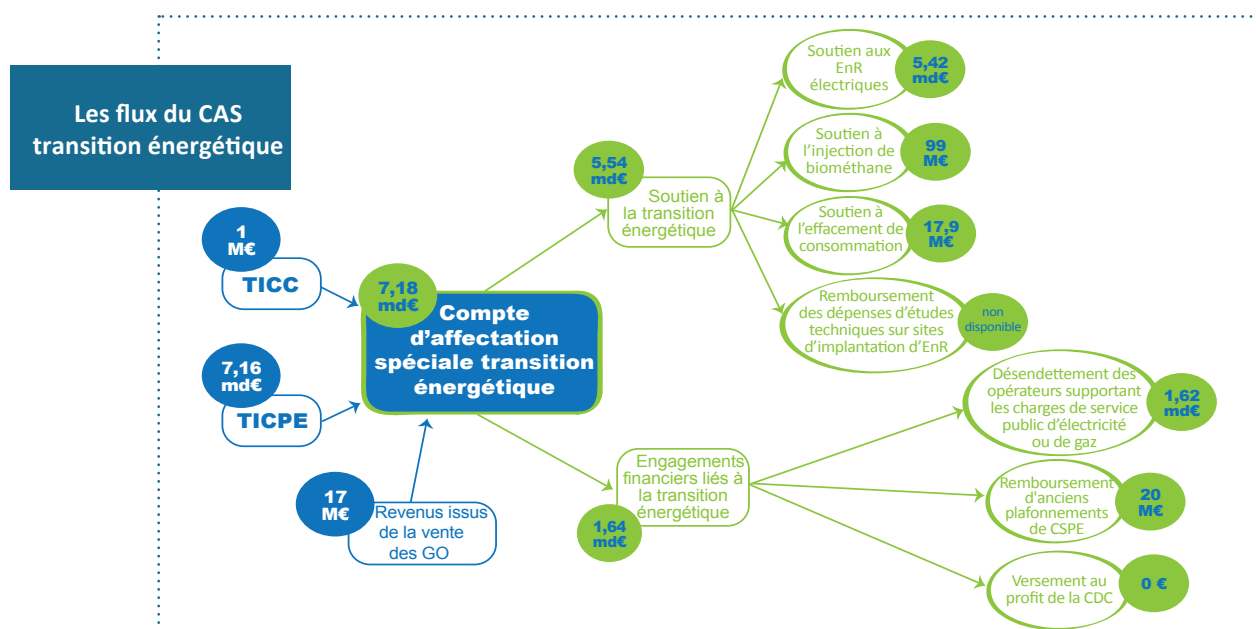
... financées par les énergies fossiles

Les dépenses exclusivement consacrées au soutien des EnR électriques dans le CAS TE vont représenter près de 5,5 Md€, soit 80 % des dépenses totales du compte. Le texte de la loi de finances pour 2017 a

procédé à une refonte totale du financement du compte d'affectation, à l'origine financé par la Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Electricité et par la Taxe Intérieure sur la Consommation de Gaz Naturel¹⁹. Depuis le 1^{er} janvier 2017, le Compte d'Affectation Spéciale Transition Energétique est en effet financé pour partie par la Taxe Intérieure de Consommation sur les houilles, lignites et Cokes (TICC), à hauteur toujours d'1 M€, et pour partie par la Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Energétiques (TICPE) à hauteur de 52,8 % du total perçu par l'Etat sur cette taxe, soit 7,2 Md€. Depuis le printemps 2018, le gouvernement a possibilité de récupérer le produit des mises aux enchères des Garanties d'origine issues de moyens soutenus (cf fiche OIE, *Traçabilité des EnR : les garanties d'origine*).

Remboursement du déficit de compensation accumulé par EDF

Il est issu des sommes avancées par EDF au titre du mécanisme de contribution au service public de l'électricité et non encore remboursées par l'Etat au 31 décembre 2015, soit 5,6 Md€. L'arrêté du 13 mai 2016, modifié le 2 décembre 2016 prévoit l'échéancier de remboursement, en capital et en intérêt. Le compte d'affectation spéciale, qui ne rembourse que la somme en principal, a versé un peu plus de 1,2 Md€ en 2017 à EDF, l'objectif étant d'avoir remboursé la totalité de la dette pour l'année 2020. Les charges d'intérêt doivent être versées par le budget général de l'Etat.



Ainsi, depuis le 1^{er} janvier 2017, le financement des soutiens apportés aux EnR électriques ne se fait plus à partir des taxes perçues au titre du service public de l'électricité, mais essentiellement à celui des taxes perçues sur le pétrole. Cette évolution repense les contributions de chacun, dans une extension du principe du pollueur-payeur issu de la Charte de l'environnement qui fait peser sur le pollueur la charge financière de ses

externalités négatives²⁰. Désormais, le produit de la CSPE (dont le niveau est maintenu pour 2018 à 22,5 €/MWh) est donc versé dans le budget général de l'Etat. Alors que les évolutions à la hausse de l'ancienne CSPE étaient justifiées sur la base de la prise en charge du financement d'un certain nombre d'actions (soutien aux ENR, péréquation tarifaire, tarifs sociaux, etc...), le nouveau dispositif libère de fait les évolutions futures de la CSPE

des évolutions des charges préalablement identifiées. Depuis 2018, le produit de la vente des Garanties d'Origine issues de moyens soutenus vient abonder le CAS TE. Cette nouvelle source de financement même si elle est modeste, s'écarte du principe pollueur-payeur, et fait financer en partie les EnR par le consommateur final d'électricité EnR.

Et en Allemagne ?

La loi allemande sur les EnR (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG), prévoit une contribution pesant sur la consommation d'électricité destinée à soutenir le développement des énergies renouvelables. Les gestionnaires des réseaux de transport allemands ont publié la prévision 2016 du prélèvement EEG, qui se fonde en grande partie sur le soutien aux EnR injectées sur le réseau. Le montant total de ce prélèvement est évalué à 24 Md€, ce qui représente une charge de 6,88 c€/kWh pour le consommateur final en 2017 (+ 8,3 % par rapport à 2016). Cette charge est répartie entre les ménages, le secteur tertiaire et l'industrie, avec des exonérations prévues pour les électro-intensifs afin d'assurer leur compétitivité²¹.

19. Pour plus d'informations concernant les différentes étapes vers l'évolution relative aux sources de financement du compte d'affectation spéciale, se reporter à l'annexe 1 du document.

20. Article 4 de la [Charte de l'environnement](#).

21. Office Frano-Allemand pour la Transition Énergétique, [Mémo sur le prélèvement EEG 2017](#), 2016.



UN MÉCANISME DE PLUS EN PLUS VERTUEUX

La vertu du financement par les énergies fossiles

Le principe de taxation en fonction de l'impact sur l'environnement ou le climat résulte de la théorie économique développée par Arthur Cecil Pigou²² qui consiste à taxer un comportement générant des externalités négatives. Cette logique vise à inciter à une réorientation des usages vers des actions non soumises à la taxe et qui, en principe, sont moins néfastes pour l'environnement. Paradoxalement, une taxe qui fonctionne serait celle qui ne rapporte plus aucune recette puisque tous les acteurs initialement taxés ont réorienté leurs actions.

Cette logique s'applique en matière de financement du soutien aux énergies renouvelables. En effet, l'objet de la TICC et de la TICPE est de taxer les consommations d'énergies fossiles carbonées. Il s'agit d'une logique doublement vertueuse puisqu'elle concilie soutien au développement des énergies renouvelables et réduction de la consommation d'énergie fossile. L'efficacité énergétique et la substitution entre énergies sont donc encouragées à travers un même mécanisme.

Les recettes perçues sur les énergies fossiles amenées à diminuer à terme

A terme, puisque ces taxes ont vocation à entraîner des changements de comportements, leurs produits devraient diminuer. En effet, cette trajectoire est

directement dépendante du niveau de la contribution climat énergie. La trajectoire unitaire de la CCE est croissante pour l'avenir, mais le volume d'émission taxé aura tendance à diminuer (reports de consommation, nouvelles normes d'émission, mesures d'efficacité énergétique...). Dans un premier temps, cela signifie que les recettes perçues sur la base des taxes sur la consommation d'énergies fortement émettrices vont augmenter, mais qu'elles diminueront ensuite progressivement. A plus court terme, la pérennité d'un tel financement est aussi à relativiser. Au contraire des prix de l'électricité, les prix des produits pétroliers pour les consommateurs finaux sont sujets aux fluctuations des marchés mondiaux, avec quelques fois des hausses importantes. Si le prix du pétrole augmentait, le gouvernement serait tenté de ne pas surcharger les factures énergétiques des ménages. Pour ces derniers la consommation de produits pétroliers est en partie contrainte (trajets domicile travail dans des lieux peu ou mal desservis par des transports durables, chauffage du logement) et ne présente actuellement pas de report de consommation aux mêmes conditions économiques. Le risque serait que le gouvernement décide d'une diminution du niveau de la TICPE, entraînant de fait une réduction des recettes pour l'Etat. Cette baisse se répercuterait sur le CAS TE et pourrait freiner l'essor des EnR.

Un écart entre mécanisme de soutien et prix de marché qui peut s'accroître

Assurer le financement des mécanismes de soutien des filières renouvelables permet à celles-ci de se développer. Avec le temps, les coûts unitaires de production des différentes filières vont diminuer. Cette diminution des coûts, couplée aux politiques énergétiques, va conduire à une augmentation des volumes d'électricité produits à partir de sources renouvelables. La conséquence directe de cette augmentation d'injection d'énergie, qui va chercher sa rémunération hors marché, dans le système électrique sera d'accroître l'actuelle dépression des prix, éloignant davantage la perspective de développement sans soutien public des filières renouvelables. Dans le cadre de la transition énergétique, cet effet est renforcé par une structure de marché basée sur les coûts marginaux de production, qui, de fait, est mal adaptée aux moyens EnR qui possèdent des coûts marginaux de production faibles.

A ce jour, il est difficile d'évaluer le résultat de la compétition entre la baisse des coûts unitaires liés aux progrès sur les technologies renouvelables et la baisse des prix de gros. Les variables entourant ces évolutions sont nombreuses et complexes.

CONCLUSION

Le financement du compte d'affectation spéciale par la TICPE et la TICC mérite d'être salué. Elle traduit en effet une évolution dans la politique relative à la transition énergétique qui va dans le sens d'une redistribution des charges fiscales, avec d'une part un renforcement des prélèvements placés sur la consommation des produits fortement émetteurs de gaz à effet de serre et d'autre part un plafonnement de la fiscalité pour le consommateur d'une électricité de plus en plus renouvelable. Cette logique de financement des énergies renouvelables doit être pérenne et ne doit pas être remise en cause par des variations de prix des énergies fossiles sur les marchés

internationaux, la visibilité pour les acteurs économiques étant essentielle pour déclencher les investissements nécessaires à la transition énergétique. Les efforts réalisés au sein de la loi de finances depuis 2017 ont le mérite d'assurer une transition allant dans le sens des engagements pris par la France lors de la COP 21 et la dirige vers un mode de consommation plus durable et écologiquement responsable. Néanmoins, cette modification ne corrige pas le déséquilibre actuel des marchés de l'électricité, sur lesquels les prix ne permettent pas de couvrir les investissements des moyens de production. La poursuite du soutien financier aux moyens de production,

sans considération des niveaux des marchés de l'électricité à laquelle s'adjoint une structure de marché mal adaptée pourrait conduire à ne jamais permettre le déclenchement d'investissements dans les EnR en dehors de tout soutien financier étatique. En conséquence, le besoin en financement du compte d'affectation spéciale pourrait augmenter, tandis que le gouvernement sera tenté de limiter la charge pesant sur les ménages concernés afin de ne pas entraver trop fortement leur pouvoir d'achat.

Il est donc probable que le complément de rémunération ne soit pas la dernière forme de soutien que connaîtront les énergies renouvelables.