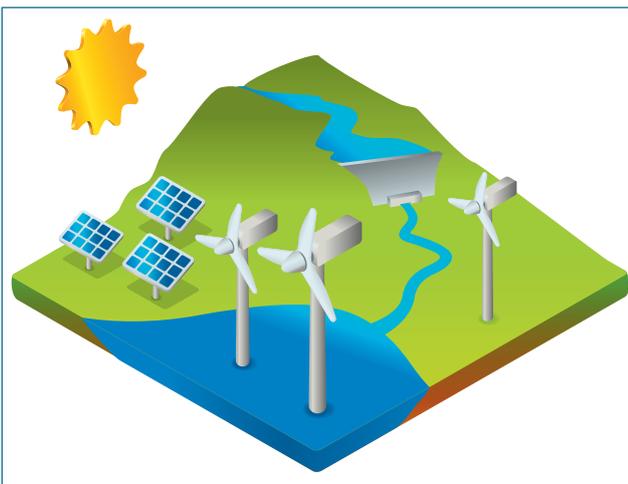


LE SOUTIEN FINANCIER AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES EN PLEINE TRANSITION



Note de conjoncture



L'électricité issue des installations renouvelables est en plein essor dans notre pays. Elle représentait 17 % de la production totale d'électricité nationale en 2016¹. 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 récentes des dispositifs de soutien, qui ont pour objectif d'assurer la bonne adéquation du développement des EnR avec la politique énergétique nationale².

1. Selon les premières données disponibles de RTE.

2. Il existe également des dispositions non financières qui participent au soutien des ENR (mise à disposition d'organisme de promotion des ENR, priorité d'injection etc ...). Elles ne sont pas étudiées dans le cadre de cette note.



O.I.E

Observatoire de l'Industrie Electrique
Comprendre le secteur de l'électricité en un seul clic

SYNTHÈSE

■ Les énergies renouvelables constituent un des piliers de la lutte contre le réchauffement climatique et sont source d'indépendance énergétique. Leur développement doit répondre à des objectifs à la fois européens et nationaux : l'Union Européenne vise 27 % d'énergie renouvelable dans la consommation finale brute d'énergie en 2030 et la France 32 %, dont 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 diminuer. C'est la raison pour laquelle, à titre transitoire, 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 5 650,5 M€ et 5,5 M€ pour 2017. 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 2017 prévoit que ce CAS TE (budget : 6,98 Md€) sera financé par la Taxe Intérieure de Consommation sur les houilles, lignites et Cokes (TICC) et par la Taxe Intérieure de Consommation des Produits Energétiques (TICPE).

■ Cette évolution des sources de financement participe d'une évolution politique destinée à faire financer la transition énergétique par les activités énergétiques fortement émettrices de gaz à effet de serre.

■ Sous l'impulsion de la réglementation européenne, et dans un objectif d'aller le plus rapidement possible vers une intégration au marché, les modalités de soutien aux EnR changent progressivement depuis l'obligation d'achat vers le complément de rémunération.

1 INTRODUCTION

La politique énergétique nationale vise le développement de l'électricité renouvelable. Au-delà de la lutte contre le réchauffement 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, qui a fait l'objet d'une proposition par la Commission Européenne le 30 novembre 2016, laisse déjà entrevoir les évolutions envisagées dans la politique de soutien au développement des énergies renouvelables. Le projet de directive prévoit un objectif européen d'au moins 27 % 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 en objectifs contraignants par Etat membre : ceux-ci pourront élaborer leurs propres trajectoires. C'est une nouveauté dans la politique européenne. Les futurs textes devraient prévoir des mécanismes pour guider les Etats dans leurs actions, afin que chaque Etat puisse mener à bien sa politique de développement des énergies renouvelables tout en permettant à l'Union d'atteindre son objectif.

Objectifs nationaux

Au niveau national, les objectifs de développement des EnR sont repris 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 de RTE au 30 septembre 2016, 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 a décliné sa politique énergétique dans une programmation pluriannuelle de l'énergie⁶ (PPE). Ce document 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, la PPE 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 45 GW au 30 septembre 2016⁷), essentiellement en moyens de production photovoltaïques et éoliens.

Des objectifs par filière 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 après avis de la Commission de Régulation de l'Énergie. Ces niveaux de tarif, comme la durée des contrats, sont différenciés par technologie.

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. Approuvée par le décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016.

7. RTE, Panorama de l'électricité renouvelable au 30 septembre 2016, 2016.



O.I.E
Observatoire de l'Industrie Electrique
Comprendre le secteur de l'électricité en un seul clic

2 LES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET LEUR BESOIN DE SOUTIEN

Le développement d'énergies renouvelables est un des piliers de la transition énergétique et répond à une 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 coûts 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 déclencher les investissements nécessaires à l'atteinte des objectifs.

Ces mécanismes de soutien sont strictement encadrés par la législation européenne, car ils sont des exceptions aux principes de concurrence. 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. 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.

3 UNE ÉVOLUTION DES MÉCANISMES DE SOUTIENS FINANCIERS

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 par certaines filières dans des conditions, notamment de prix, qui peuvent être déterminées par deux instruments : le lancement d'un appel d'offres ou la publication d'un arrêté. 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 appels d'offres permettent de sélectionner les projets les plus compétitifs et répondant à un certain nombre de critères préétablis. 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 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.

8. L'observatoire des marchés, publié trimestriellement par la CRE, affichait un niveau moyen de 38,5 €/MWh sur l'année 2015.

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



Observatoire de l'Industrie Electrique
Comprendre le secteur de l'électricité en un seul clic

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, et particulièrement 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 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. Il n'incite pas non plus à l'optimisation de la localisation pour diminuer les problèmes de congestion (hors cas des appels d'offres localisés). 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.

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.

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 ».



Observatoire de l'Industrie Electrique
Comprendre le secteur de l'électricité en un seul clic

Un arrêté relatif au complément de rémunération pour les demandes effectuée à compter du 1^{er} janvier 2017 est en discussion, il se limitera 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 2015 à 4,2 Md€¹⁷. Ce surcoût est financé par l'Etat, à travers le Compte d'Affectation Spéciale Transition Energétique, 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 CAS TE. Le coût du complément de rémunération nouvellement créé est beaucoup moins important puisqu'il sera de l'ordre de 5,5 M€ pour l'année 2017. 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.

4 LE MOYEN ESSENTIEL AU FINANCEMENT DU SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES : 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 nouveau 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.

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, des versements au profit du budget général correspondant aux montant des remboursements et dégrèvements au titre de la Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Electricité, 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.

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, devra verser 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.

16. Ce projet d'arrêté prévoit une référence de 72 €/MWh pour les premiers MWh produits.

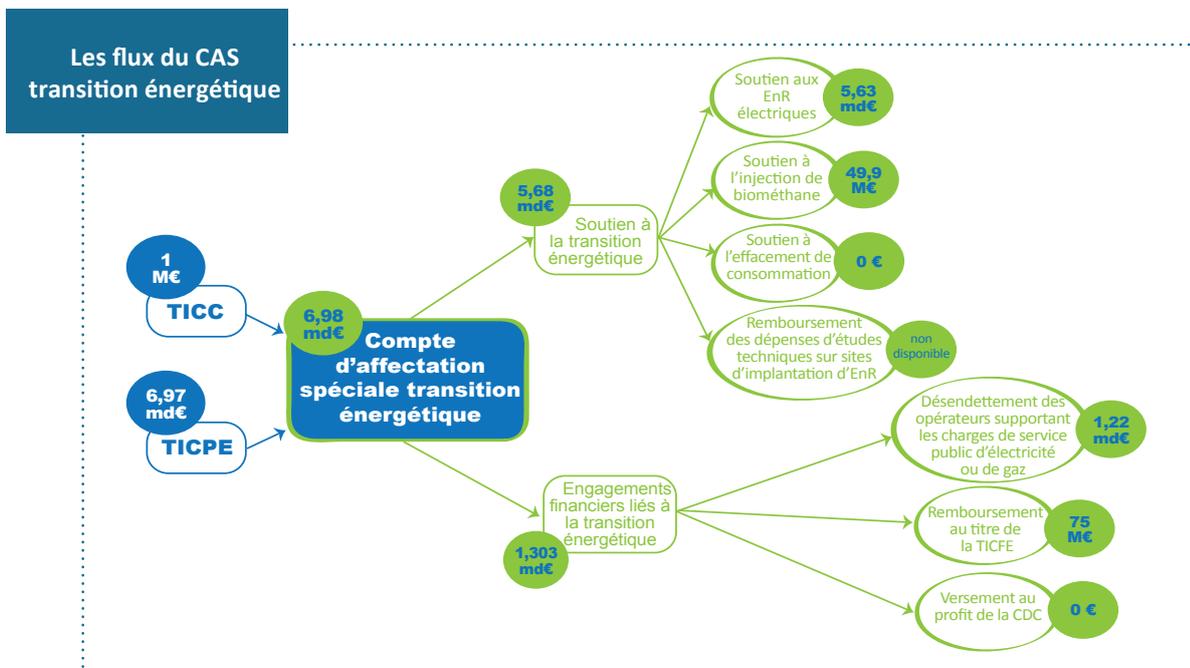
17. CRE, Délibération du 13 juillet 2016 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2017, annexe 3.

18. Loi de finances rectificative pour 2015.

... financées par les énergies fossiles

Le CAS transition énergétique a vocation à évoluer pour 2017 : les crédits inscrits sont portés à environ 7,0 Md€, soit une augmentation de près de 60 % par rapport à 2016. Les dépenses exclusivement consacrées au soutien des énergies renouvelables électriques vont représenter 5,6 Md€, soit 80 % des dépenses totales du compte, une part en légère diminution par rapport à 2016. 50 M€ financeront la production de bio-méthane, ce qui amène à un total de 5,7 Md€ pour le programme de soutien à la transition énergétique, et 1,3 Md€ pour le programme relatif aux engagements financiers liés à la transition énergétique.

Le texte de la loi de finances pour 2017 procède 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 1er 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 39,75 % du total perçu par l'Etat sur cette taxe, soit 7,0 Md€. Le texte dans cette nouvelle version a été publié le 29 décembre 2016 et est donc en vigueur depuis le 1er janvier 2017.



Ainsi, depuis le 1er janvier 2017, le financement des soutiens apportés aux énergies renouvelables électriques ne se fait plus à partir des taxes perçues au titre du service public de l'électricité, mais à celui des taxes perçues sur les énergies fossiles les plus carbonées que sont le charbon et 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

négligées²⁰. Désormais, le produit de la TICFE (dont le niveau est maintenu pour 2017 à 22,5 €/MWh) est donc versé dans le budget général de l'Etat. Alors que les évolutions à la hausse de la 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 TICFE des évolutions des charges préalablement identifiées.

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 Energétique, Mémo sur le prélèvement EEG 2017, 2016.

Et en Allemagne ?

La loi allemande sur les énergies renouvelables (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 énergies renouvelables 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.

5 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 négatives²³. 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 dans la loi de finances pour 2017. 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. En effet, 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 sur le marché sera d'accroître l'actuelle dépression des prix, éloignant davantage la perspective de développement sans soutien public des filières renouvelables.

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.

22. A-C Pigou, The economics of welfare, 1929.

23. L'externalité est le résultat d'une action dont le coût n'est pas supporté par la personne à l'origine de cette action. L'objectif de la taxe est d'internaliser ce coût en le faisant supporter par la personne qui en est à l'origine.

6 CONCLUSION

La modification du financement du compte d'affectation spéciale mérite d'être saluée. 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 économique étant essentielle pour déclencher les investissements nécessaires à la transition énergétique. Les efforts réalisés au sein de la loi de finances pour 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 coûts des moyens de production. L'architecture des mécanismes de soutien risque d'allonger la période transitoire durant laquelle les nouvelles technologies ont besoin d'un soutien financier pour se développer. En conséquence, le besoin en financement du compte d'affectation spéciale va 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.

24. M. Jean-François HUSSON. RAPPORT GÉNÉRAL FAIT au nom de la commission des finances du Sénat sur le projet de loi de finances pour 2017, 2016.

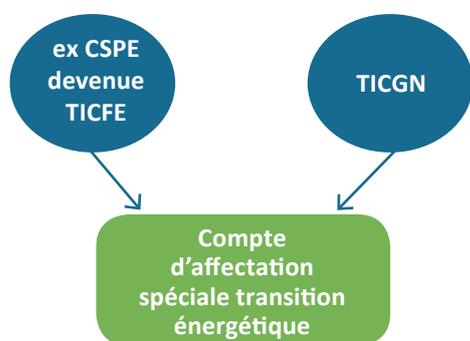
25. Loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

HISTORIQUE DES MOYENS DE FINANCEMENT DU COMPTE D'AFFECTATION SPÉCIALE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE



La loi de finances rectificatives pour 2015 prévoyait un budget de 4,4 Md€ pour le CAS TE. Ce budget était financé en grande majorité par la Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Electricité (TICFE) et par une fraction de 2,16 % de la Taxe Intérieure sur la Consommation de Gaz Naturel (TICGN). Le CAS consacrait 3,65 Md€ au premier programme de soutien à la transition énergétique, dont 3,6 Md€ au soutien des énergies renouvelables électriques. Le second programme cumulait pour toutes ses missions un total de 724 M€, bien moins important donc que le premier.

Le soutien aux énergies renouvelables était principalement assumé par les taxes et contribution finançant l'ensemble du secteur électrique, sans distinction de l'origine de cette électricité.



Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE)

A compter du 1er janvier 2016, la TICFE a absorbé la contribution au service public de l'électricité. Issue de l'article 266 quinquies C du code des douanes, elle est due par les fournisseurs d'électricité pour toute livraison d'électricité à un consommateur final ou toute consommation finale d'électricité, quelle que soit la puissance souscrite. Son taux pour 2017 est de 22,5 €/MWh, son rendement attendu en 2017 est de 7,8 Md€.

La Taxe Intérieure de Consommation sur les houilles, lignites et Cokes (TICC)

Elle est due par le fournisseur de charbon sur les livraisons qu'il effectue auprès de consommateurs finals en France, ou par le consommateur final lorsque celui-ci a lui-même importé ou produit le charbon qu'il utilise. En 2016 son taux est de 7,21 €/MWh, en 2017 il passera à 9,99 €/MWh, le rendement attendu de la taxe en 2017 est de 11 M€.

La Taxe Intérieure de consommation de Gaz Naturel (TICGN)

Article 266 quinquies code des douanes : elle est due par le fournisseur de gaz naturel ou à l'importation par la personne destinataire réelle des produits importés et par l'utilisateur final qui le consomme sur le territoire douanier de la France. Son taux en 2016 est de 4,34 €/MWh et passera en 2017 à 5,88€/MWh, le rendement attendu en 2017 est de 1,4 milliards d'euros.

La taxe intérieure de consommation des produits énergétiques (TICPE)

Elle est reprise dans les tableaux B et C de l'article 265 du code des douanes. Cette taxe s'applique à tout usage en tant que carburant ou combustible de chauffage des produits pétroliers. Un taux différent est fixé pour chaque produit pétrolier, auquel s'ajoute une contribution carbone. Le rendement attendu pour cette taxe en 2017 est d'un peu plus de 30 Md€, dont 17 Md€ sont affectés au budget de l'Etat, qui vient en partie alimenter le CAS transition énergétique tandis que le reste est alloué aux régions ou aux intercommunalités.

Lors de la discussion autour du texte de loi de finances pour 2017, le financement du CAS a donné lieu à des évolutions avant d'aboutir à la version exposée au 4.

Une première version du projet de loi de finances pour 2017 prévoyait que les sources de recettes du CAS étaient de quatre natures : tout d'abord la TICFE à hauteur de 100 % comme pour l'année 2016 pour un total de 5 252 M€, mais aussi la TICGN à hauteur de 26,64 % soit 373 M€. Deux nouvelles taxes apparaissent comme source de financement :

- La taxe intérieure de consommation sur les houilles, lignites et cokes (TICC) à hauteur de 9,09 % soit 1 M€.
- La taxe intérieure de consommation des produits énergétiques (TICPE) à hauteur de 7,72 % soit 1 357 M€.

BON A SAVOIR

Toutes les taxes intérieures de consommation sur les énergies fossiles (TICGN, TICC et TICPE) contiennent une composante carbone dite « contribution climat-énergie (CCE) » créée par la loi de finances pour 2014. Son montant est modifié par les lois de finance pour valoriser les émissions de CO₂ liées à la combustion des énergies fossiles. La loi de transition énergétique, suivie par la loi de finances rectificative pour 2015, ont fixé l'évolution de la CCE. En 2017, son taux est de 30,5 €/tCO₂ et son augmentation va suivre une trajectoire dont le but fixé est d'atteindre 100 €/tCO₂ en 2030.

