



N° 3110

ASSEMBLÉE NATIONALE

CONSTITUTION DU 4 OCTOBRE 1958

QUATORZIÈME LÉGISLATURE

Enregistré à la Présidence de l'Assemblée nationale le 8 octobre 2015.

RAPPORT

FAIT

AU NOM DE LA COMMISSION DES FINANCES, DE L'ÉCONOMIE GÉNÉRALE ET DU CONTRÔLE BUDGÉTAIRE SUR LE PROJET DE **loi de finances pour 2016** (n° 3096),

PAR Mme VALÉRIE RABAULT,
Rapporteuse Générale
Députée

ANNEXE N° 16

ÉCOLOGIE, DÉVELOPPEMENT ET MOBILITÉ DURABLES

ÉNERGIE, CLIMAT ET APRÈS-MINES

***FINANCEMENT DES AIDES AUX COLLECTIVITÉS POUR
L'ÉLECTRIFICATION RURALE***

Rapporteur spécial : M. Marc GOUA

Député

SOMMAIRE

	Pages
INTRODUCTION	7
PREMIÈRE PARTIE – LE PROGRAMME 174 ÉNERGIE, CLIMAT ET APRÈS-MINES	9
I. LES CRÉDITS BUDGÉTAIRES DU PROGRAMME 174 PARTICIPENT À L’EFFORT NATIONAL DE MAÎTRISE DE LA DÉPENSE PUBLIQUE	10
A. LES CRÉDITS DESTINÉS À GARANTIR LES DROITS COLLECTIFS DES MINEURS SONT STRUCTURELLEMENT EN BAISSSE DEPUIS PLUSIEURS ANNÉES	11
1. L’action assure le financement et le versement des prestations de retraite des travailleurs des mines et ardoisières.....	11
2. L’action assure la gestion économique de l’après-mines pour soutenir les anciens sites en difficultés ou disparus	12
B. LES CRÉDITS DÉDIÉS À LA POLITIQUE DE L’ÉNERGIE FINANCENT PRINCIPALEMENT L’AGENCE NATIONALE POUR LA GESTION DES DÉCHETS RADIOACTIFS	13
1. La subvention de l’Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs est ajustée dans le cadre du développement du projet CIGEO.....	13
2. Le contrôle de la qualité des carburants constitue une obligation européenne financée par l’action	16
3. Le programme interministériel d’extension de la plaque continentale poursuit ses activités jusqu’en 2018.....	16
C. LES CRÉDITS DÉDIÉS À LA LUTTE CONTRE LE CHANGEMENT CLIMATIQUE SOUTIENNENT LES POLITIQUES EN FAVEUR DE LA QUALITÉ DE L’AIR	17
1. L’action participe au financement des missions des Associations agréées de surveillance de la qualité de l’air	17
2. Le Centre interprofessionnel technique d’étude de la pollution atmosphérique fait face à une réduction significative de la subvention du programme.....	18
3. La politique de lutte contre les gaz à effet de serre est marquée en 2015 par l’organisation en France de la COP 21	20

II. LA LOI RELATIVE À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE ENGAGE UNE TRANSITION RESPONSABLE DE DIVERSIFICATION DU MIX ÉNERGÉTIQUE	20
A. LE SOUTIEN PRIORITAIRE AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES EST INDISPENSABLE TOUT EN MODERNISANT LE PARC NUCLÉAIRE ET LES INFRASTRUCTURES DU RÉSEAU	21
1. Le soutien prioritaire aux énergies renouvelables est indispensable pour garantir un mix énergétique équilibré et faiblement carboné.....	22
a. La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte réforme les dispositifs de soutien au déploiement des énergies renouvelables	22
b. L'État soutient les actions de recherche et de développement notamment via les programmes d'investissements d'avenir.....	24
c. Un fonds de financement pour la transition énergétique est logé au sein de la Caisse des dépôts et consignations	25
d. La dotation du fonds chaleur doit être doublée à l'horizon 2017 et le nombre de projets éligibles élargi	26
2. Le renouvellement et la modernisation du parc nucléaire doivent être anticipés en lien avec les fermetures exigées par la loi.....	27
3. Le réseau de distribution d'électricité et son mode de financement doivent s'adapter à la nouvelle configuration énergétique du pays	29
B. L'AVENIR DE L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE EST SUSPENDU À LA RÉUSSITE DE LA REFONDATION DE LA FILIÈRE ET DU FINANCEMENT DES AUTORITÉS DE CONTRÔLE	31
1. La refondation de la filière nucléaire passe désormais par un rapprochement entre AREVA et Électricité de France	31
2. La refondation de la filière doit permettre l'émergence d'un réacteur nouveau-modèle mettant un terme aux difficultés actuelles	32
3. L'avenir du cycle du combustible porté par AREVA est lié à la refonte du partenariat avec EDF ainsi qu'à l'avenir du parc nucléaire français	34
4. Le financement des autorités de sûreté nucléaire doit être consolidé face à l'accroissement sans précédent des besoins d'expertise et de contrôle	35
III. LE RENFORCEMENT DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE RESTE UN LEVIER INDISPENSABLE ET COMPLÉMENTAIRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE	37
1. La loi sur la transition énergétique pour la croissance verte renforce les outils en faveur de la rénovation énergétique des bâtiments	38
2. Le déploiement des compteurs communicant doit permettre une utilisation plus intelligente et rationnelle de l'énergie	41
3. La troisième période des certificats d'économies d'énergie est complétée par la création d'une composante sociale.....	42
4. La LTECV renforce les dispositifs d'effacement et d'interruptibilité pour les entreprises fortement consommatrices d'électricité.....	43

IV. LA TARIFICATION DE L'ÉNERGIE DOIT PERMETTRE DE FINANCER LA TRANSITION SANS AGGRAVER LA PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE NI NUIRE À LA COMPÉTITIVITÉ DES ENTREPRISES	44
1. La contribution au service public de l'électricité doit évoluer pour permettre le financement de la transition énergétique vers les énergies renouvelables	44
2. La politique de tarification des énergies ne doit pas aggraver la précarité énergétique des ménages les plus fragiles.....	46
a. La création d'un chèque énergie doit venir soutenir les ménages les plus modestes à régler leur facture d'énergie	47
b. Les tarifs réglementés protègent les particuliers contre les fluctuations des prix du marché de l'énergie.....	48
3. La tarification de l'énergie ne doit pas nuire à la compétitivité des entreprises notamment électro-intensives.....	50
a. L'ouverture à la concurrence pour les professionnels des tarifs réglementés de vente doit conduire à une diminution des prix	50
b. L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique permet aux électro-intensifs de bénéficier d'un approvisionnement compétitif en électricité	51
c. La loi pour la transition énergétique introduit des exonérations de tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité pour les entreprises électro-intensives.....	51
SECONDE PARTIE – LE COMPTE D'AFFECTATION SPÉCIALE FINANCEMENT DES AIDES AUX COLLECTIVITÉS POUR L'ÉLECTRIFICATION RURALE	53
I. L'ÉQUILIBRE BUDGÉTAIRE DU COMPTE SEMBLE ASSURÉ POUR L'ANNÉE 2016	53
II. LES CRÉDITS BUDGÉTAIRES DU COMPTE SONT INTÉGRALEMENT RECONDUITS	55
EXAMEN EN COMMISSION	57
ANNEXE : LISTE DES DÉPLACEMENTS ET AUDITIONS RÉALISÉS PAR LE RAPPORTEUR SPÉCIAL	59

L'article 49 de la loi organique du 1^{er} août 2001 relative aux lois de finances (LOLF) fixe au 10 octobre la date limite pour le retour des réponses aux questionnaires budgétaires.

À cette date, 67 % des réponses relatives au programme *Énergie, climat et après-mines* étaient parvenues au Rapporteur spécial. En 2014, 53 % des réponses étaient parvenues au Rapporteur spécial à la même date.

INTRODUCTION

La mission *Écologie, développement et mobilité durables* rassemble l'ensemble des programmes mobilisés autour de la politique de transition énergétique et écologique. Le **programme 174 Énergie, climat et après-mines** soutient les politiques relatives à la transition énergétique, amplifie les moyens de lutte contre le changement climatique et la pollution atmosphérique, et garantit les droits collectifs des mineurs ainsi que la gestion économique et sociale de l'après-mines.

Dans le cadre du projet de loi de finances pour 2016, les crédits budgétaires mobilisés pour la mission passent de 7,29 milliards d'euros en 2015 à 7,15 milliards d'euros en 2016. **Le programme 174 n'échappe pas à l'effort de maîtrise des dépenses publiques et s'établit à 512,93 millions d'euros en crédits de paiement, soit une baisse de près de 5,8 % par rapport à l'année passée.** Aux crédits budgétaires, il convient d'ajouter 18 dépenses fiscales pour un montant de **3,476 milliards d'euros, en hausse de 28,1 % par rapport à 2015.** La baisse observée n'est donc que relative pour les finances publiques en raison de la forte dynamique des dépenses fiscales du programme.

Pour autant, l'ensemble des crédits et des dépenses fiscales du programme ne reflète qu'une partie des moyens financiers consacrés à la transition énergétique. Au-delà des crédits engagés dans le cadre du programme 174, **une grande partie du financement de la politique énergétique de notre pays est extrabudgétaire et pèse sur les consommateurs d'énergie.** Les infrastructures de transport d'électricité sont financées en grande partie par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE), tandis que la lutte contre la précarité énergétique ou le soutien aux énergies renouvelables sont financés par **la contribution au service public de l'électricité (CSPE), dont le montant pour 2015 s'élève à 6,34 milliards d'euros.**

Le choix du Rapporteur spécial est néanmoins de fournir, à travers ce rapport spécial, un tour d'horizon de l'ensemble des politiques énergétiques. L'année 2016 sera particulièrement marquée par la mise en œuvre de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte qui engage notre pays dans d'importantes mutations énergétiques. Il s'agit de passer à un mode de production d'énergie plus diversifié et responsable, tout en mettant tout en œuvre pour améliorer l'efficacité énergétique et réduire la consommation d'énergie, sans pour autant faire supporter la charge de ses politiques sur les consommateurs les plus précaires ou les industries exposées à une forte concurrence internationale et électro-intensives.

*

* *

PREMIÈRE PARTIE – LE PROGRAMME 174 ÉNERGIE, CLIMAT ET APRÈS-MINES

Dans le cadre du projet de loi de finances pour 2016, le programme 174 *Énergie, climat et après-mines* se caractérise, pour la troisième année consécutive, par **une diminution de ses dotations budgétaires qui passent de 544,32 millions d’euros à 512,93 millions d’euros en crédits de paiement, soit une baisse de près de 5,8 %** par rapport à l’année passée. La baisse des crédits ainsi observée, qui se répercute sur l’ensemble des actions du programme, a conduit à une diminution de près de 174,5 millions d’euros depuis la loi de finances initiale (LFI) de 2013, soit 25,4 % de moins en quatre années.

Dans le cadre du projet de loi de finances (PLF) pour 2016, la baisse des crédits observés est, comme au cours des années précédentes, essentiellement portée par la gestion économique et sociale de l’après-mines qui représente à elle seule 93,4 % des dépenses du programme. **Ainsi, sur les 31,4 millions d’euros d’économies proposées pour 2016, près de 89 % seront portées par l’action *Gestion économique et sociale de l’après-mines*.**

Néanmoins, les autres actions du programme 174 participent également à l’effort de rationalisation de la dépense publique. Ainsi, hors crédits consacrés à l’action *Gestion économique et sociale de l’après-mines*, **les crédits dédiés aux autres actions sont en diminution de 9,3 % par rapport à la loi de finances initiale pour 2015, soit un niveau de diminution identique à celui observé en 2014.** Cette maîtrise de la dépense publique est particulièrement importante pour l’action *Politique de l’énergie*, dont les crédits de paiement sont en diminution de près de 28,3 % par rapport à l’année précédente, ainsi que pour certains opérateurs tels que le Centre interprofessionnel technique d’étude de la pollution atmosphérique (CITEPA) qui subit une diminution de 17 % de sa subvention par rapport à 2014.

La mobilisation budgétaire du programme 174 doit également tenir compte des dépenses de fonctionnement des services ministériels et de rémunération des personnels réparties au sein de trois programmes supports situés dans d’autres missions : le programme 217 *Conduite et pilotage des politiques de l’écologie, du développement et de la mobilité durables* qui porte les crédits de rémunérations des agents mettant en œuvre le programme 174 ; le programme 333 qui retrace les moyens mutualisés des administrations déconcentrées ; et enfin, le programme 309 qui contient les crédits relatifs à l’entretien des bâtiments de l’État. **Le coût complet du programme 174 comprenant l’ensemble des dépenses de fonctionnement et de rémunération s’élève ainsi à 612,95 millions d’euros en 2016** contre 644,51 millions d’euros en 2015.

**ÉVOLUTION DES CRÉDITS DE PAIEMENT
DU PROGRAMME ÉNERGIE, CLIMAT ET APRÈS-MINES**

(en millions d'euros)

	LFI 2013	LFI 2014	LFI 2015	PLF 2016	Évolution 2015/2016
Programme 173	687,46	595,79	544,32	512,93	- 5,8 %
Politique de l'énergie	6,44	6,19	5,80	4,16	- 28,3 %
Gestion éco. et sociale de l'après-mines	594,16	553,42	506,90	479,01	- 5,5 %
Lutte contre le changement climatique	35,01	34,53	30,44	28,62	- 6,0 %
Soutien	1,85	1,65	1,17	1,14	- 2,6 %

Source : projet annuel de performances pour 2016 (PAP).

Pour autant, le programme ne regroupe qu'une partie des crédits alloués aux politiques en faveur de la lutte contre le changement climatique. Par nature, ces problématiques sont partagées entre de multiples intervenants et font l'objet d'une mobilisation interministérielle dont il est rendu compte sur le plan budgétaire dans le document de politique transversale *Lutte contre le changement climatique* : **au-delà des crédits de paiement engagés dans le cadre du programme 174, c'est près de 38 programmes qui se mobilisent pour le climat, pour un total de 2,1 milliards d'euros en 2015.**

À ces crédits budgétaires, il convient enfin d'ajouter **18 dépenses fiscales** sur impôts d'État et locaux. **L'ensemble des dépenses fiscales se chiffre en 2016 à 3,476 milliards d'euros, en hausse de 28,1 % par rapport à 2015 (2,713 milliards d'euros) et de 45,8 % par rapport à 2014 (1,884 milliard d'euros) ce qui représente près de sept fois les dépenses du programme 174.** La hausse observée les deux dernières années résulte principalement de la réforme du crédit d'impôt pour la transition énergie (CITE) telle que votée lors du projet de loi de finances (PLF) pour 2015.

I. LES CRÉDITS BUDGÉTAIRES DU PROGRAMME 174 PARTICIPENT À L'EFFORT NATIONAL DE MAÎTRISE DE LA DÉPENSE PUBLIQUE

Dans le cadre du projet de loi de finances pour 2016, le programme 174 *Énergie, climat et après-mines* se caractérise, pour la troisième année consécutive, par **une diminution de ses dotations budgétaires qui passent de 544,32 millions d'euros à 512,93 millions d'euros en crédits de paiement.** Le programme contribue ainsi aux efforts nationaux de maîtrise de la dépense publique engagés depuis le début de quinquennat.

A. LES CRÉDITS DESTINÉS À GARANTIR LES DROITS COLLECTIFS DES MINEURS SONT STRUCTURELLEMENT EN BAISSÉ DEPUIS PLUSIEURS ANNÉES

Le budget de l'action *Gestion économique et sociale de l'après-mines* s'élevé en 2016 à 479,01 millions d'euros, soit une diminution de 5,5 % par rapport à 2015 (506,9 millions d'euros), l'essentiel du montant étant destiné à l'Agence nationale pour la garantie des droits de mineurs (ANGDM). Deux autres établissements publics sont concernés dans une moindre mesure : la Caisse autonome nationale de la sécurité sociale dans les mines (CANSSM) et la Caisse nationale de retraite des industries électriques et gazières (CNIÉG).

1. L'action assure le financement et le versement des prestations de retraite des travailleurs des mines et ardoisières

L'action *Gestion économique et sociale de l'après-mines* assure le financement et le versement de prestations diverses aux retraités des mines fermées et de certaines mines et ardoisières en activité. La tendance générale de l'évolution des crédits de l'après-mines est orientée à la baisse, principalement en raison de la baisse démographique de la population des bénéficiaires ou ayants droit.

Les crédits consacrés à l'action sont constitués à hauteur de 88,2 % par la dotation accordée à l'Agence nationale pour la garantie des droits des mineurs (ANGDM) pour un montant de 420,4 millions d'euros en 2016 contre 442 millions d'euros en 2015. Les dotations affectées au fonctionnement de l'agence représentent 13,6 millions d'euros en 2016. L'agence a pour mission de garantir au nom de l'État, en cas de cessation définitive d'activité d'une entreprise minière ou ardoisière, l'application des droits sociaux des anciens agents de ces entreprises et d'assumer les obligations de l'employeur en lieu et place des entreprises minières et ardoisières ayant définitivement cessé leur activité. En outre, elle peut également gérer les mêmes prestations sociales pour le compte d'entreprises minières et ardoisières en activité. Toutefois, les charges totales de l'ANGDM sont supérieures au montant des subventions de l'État et l'agence doit financer cet écart par un recours à ses ressources propres et, en cas de résultat négatif, par un prélèvement récurrent sur son fonds de roulement.

L'ANGDM versait des prestations à 124 300 personnes en moyenne annuelle en 2015 et devrait en verser à 117 400 personnes en 2016, soit une diminution de 5,6 % sur la période. La décroissance des dépenses d'intervention est liée à la baisse régulière du nombre de bénéficiaires en raison d'une moyenne d'âge élevée de 73,3 ans pour les anciens mineurs et de 83,1 ans pour les veuves, et de l'absence de nouveaux entrants.

**SITUATION FINANCIÈRE DE L'AGENCE NATIONALE POUR LA GARANTIE
DES DROITS DES MINEURS**

(en millions d'euros)

	2013	2014	2015	2016
Charges	584,9	538,0	489,4	464,1
Subventions budgétaires	493,9	464,0	420,3	434,0
Ressources propres	61,3	72,0	40,5	30,1
Résultat	- 29,7	- 2,0	- 28,6	0
Fonds de roulement	65,9	72,7	52,3	-

Source : projet annuel de performances pour 2016 (PAP).

En dehors de l'ANGDM, les crédits consacrés à la gestion sociale de l'après-mines sont également affectés au financement :

- des prestations de retraite anticipée servies pour le compte de la **Caisse autonome nationale de sécurité sociale dans les mines (CANSSM)** aux anciens mineurs de Charbonnages de France et d'autres entreprises minières disparues, en application de plans sociaux, pour un montant de **14,4 millions d'euros en 2016** contre 18,2 millions d'euros en 2015. Le nombre des bénéficiaires diminue régulièrement, du fait que les sortants sont plus nombreux que les entrants ;

- des pensions de retraite dues pour les services accomplis dans les industries électriques et gazières d'Afrique du Nord versées pour le compte de l'Etat par la **Caisse nationale des industries électriques et gazières (CNIEG)** pour un montant de **9,9 millions d'euros en 2016** contre 11 millions d'euros en 2015. La tendance baissière des dépenses reflète également l'évolution du nombre des bénéficiaires.

2. L'action assure la gestion économique de l'après-mines pour soutenir les anciens sites en difficultés ou disparus

Les crédits de l'après-mines inscrits au programme 174 contribuent également au financement des travaux programmés sur la période 2013 à 2024 qui seront engagés pour **la fermeture du site de stockage de déchets ultimes exploité par la société Stocamine, filiale des Mines de potasse d'Alsace (MDPA)**. L'évolution des crédits affectés à fermeture du site tient compte du calendrier des opérations nécessaires à la mise en œuvre d'une solution durable pour le traitement du site de stockage de déchets Stocamine, soit **18,3 millions d'euros en 2016** contre 18,5 millions d'euros en 2015.

En ce qui concerne le **Fonds d'industrialisation des bassins miniers (FIBM)**, l'évolution des crédits est en relation avec l'extinction programmée du dispositif et conçu depuis 1984 comme un dispositif de transition. L'attribution d'aides du FIBM, sous la forme d'aides aux entreprises pour des projets d'implantation ou de développement créateurs d'emplois, et d'aides aux collectivités territoriales pour l'aménagement de zones d'activité, a cessé définitivement depuis le 31 décembre 2013 pour l'ensemble des bassins miniers. Seule est prévue désormais la couverture en crédits de paiement des autorisations d'engagement restant ouvertes après le 31 décembre 2013, soit **2,4 millions d'euros en 2016** contre 3,1 millions d'euros en 2015. **La mission FIBM devrait cesser définitivement son activité au 1^{er} avril 2016.**

B. LES CRÉDITS DÉDIÉS À LA POLITIQUE DE L'ÉNERGIE FINANCENT PRINCIPALEMENT L'AGENCE NATIONALE POUR LA GESTION DES DÉCHETS RADIOACTIFS

L'action *Politique de l'énergie* est dotée de 4,16 millions d'euros en crédits de paiement au PLF pour 2016, soit une diminution de 28,3 % par rapport à l'année passée (5,80 millions d'euros).

La baisse observée résulte principalement d'une diminution significative des deux principaux postes de dépenses de l'action. Les crédits destinés à la réalisation de l'inventaire national des déchets, à la collecte des déchets orphelins et à la décontamination des sites pollués dans le cadre des missions de service public de **l'Agence nationale de gestion des déchets radioactifs (ANDRA) s'élèvent à 2,95 millions d'euros pour 2016 (71 % des crédits de l'action) contre 3,87 millions d'euros en 2015**, soit une diminution de près de 24 %. Le site de Bure bénéficie également de financements pour 0,16 million d'euros, soit un montant identique à 2015.

Le contrôle de la qualité des carburants constitue le second poste de dépenses de l'action. Il est réalisé sur l'ensemble du territoire national et représente une dépense de 0,7 million d'euros en crédits de paiement pour 2016, en nette diminution par rapport à 2015 de près de 0,35 million d'euros (- 33 %) mais à un niveau similaire par rapport à 2014.

1. La subvention de l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs est ajustée dans le cadre du développement du projet CIGEO

L'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA) joue un rôle d'appui privilégié de l'État pour la mise en œuvre de la politique publique de gestion à long terme des déchets radioactifs. Les missions imparties à l'ANDRA se déclinent dans le cadre du **contrat d'objectifs 2013 à 2016** de la manière suivante :

– une mission de concepteur ensemblier du projet CIGEO et du futur centre de stockage des déchets nucléaires de faible activité à vie longue (FA-VL) ;

– une mission d’expert public garant de l’exhaustivité des solutions de gestion des déchets radioactifs en appui aux pouvoirs publics (réalisation de l’inventaire national des matières et déchets radioactifs ; remise en état des sites pollués orphelins ; etc.) ;

– enfin, une mission de diffusion d’une information de référence en France et à l’international sur ses activités et sur ses projets.

Pour assurer la réalisation de l’ensemble de ses missions, les sources de financement de l’agence sont multiples et proviennent :

– **de ressources propres d’origine contractuelle** issues des rémunérations versées par les producteurs de déchets pour l’accueil des déchets radioactifs dans les centres de stockage en exploitation (environ 140 millions d’euros en 2015) ;

– **du produit de la taxe additionnelle à la taxe sur les installations nucléaires de base (INB)** pour le financement des recherches et études sur l’entreposage et le stockage en couche géologique profonde des déchets radioactifs (98 millions d’euros en 2015) ;

– **de la contribution des producteurs de déchets pour financer les dépenses de conception du projet CIGEO** (101 millions d’euros pour 2015) ;

– **des subventions publiques dans le cadre du programme 174** pour la prise en charge de certains déchets, la remise en état de sites pollués radioactifs orphelins, et la réalisation de l’inventaire national des déchets radioactifs (2,95 millions d’euros en 2016 et 3,87 millions d’euros en 2015).

ÉVOLUTION DU BUDGET DE L’AGENCE NATIONALE POUR LA GESTION DES DÉCHETS NUCLÉAIRES

(en millions d’euros)

	2015	2016	Évolution
Ressources	349,4	360,5	3,2 %
Subventions de l’État	3,87	2,95	– 23,8 %
Ressources fiscales	201,1	198,1	– 1,5 %
Ressources propres et autres	144,6	161,7	11,8 %
Dépenses	334,8	348,5	4,1 %

Source : projet annuel de performances pour 2016 (PAP).

Le montant de la subvention du programme 174 versée à l'agence représente moins de 1 % de l'ensemble des ressources de l'agence pour la seule réalisation de missions particulières de service public. L'essentiel du financement de l'agence est assuré par les contributions versées par les producteurs de déchets nucléaires, non seulement dans le cadre de rémunérations contractuelles, mais aussi par la taxe additionnelle et la contribution sur les installations nucléaires de base (INB). **La subvention subit toutefois une baisse significative par rapport à 2015, puisqu'elle passe de 3,87 millions d'euros à 2,95 millions d'euros, soit une diminution de 23,8 %.**

Enfin, le Rapporteur spécial rappelle que l'ANDRA a bénéficié en 2010, dans le cadre des programmes d'investissements d'avenir et du programme *Nucléaire de demain*, d'une dotation de 100 millions d'euros pour financer le développement de solutions innovantes de traitement et de stockage des déchets radioactifs afin de réduire leur volume et leur dangerosité. Le montant de la dotation a néanmoins été réduit à 75 millions d'euros.

LE PROJET CIGEO

Le **projet d'un centre de stockage réversible profond de déchets radioactifs (projet CIGEO)** est conçu pour stocker les déchets hautement radioactifs et à durée de vie longue produits par l'ensemble des installations nucléaires actuelles, jusqu'à leur démantèlement, après retraitement des combustibles utilisés dans les centrales nucléaires.

Le principe du stockage profond a été retenu par **la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs** comme une solution sûre pour gérer à long terme ce type de déchets sans en reporter la charge sur les générations futures. Après préparation des colis, les déchets seront stockés dans des installations souterraines, situées à environ 500 mètres de profondeur, dans une couche de roche argileuse imperméable choisie pour ses propriétés de confinement sur de très longues échelles de temps. L'installation est conçue pour être réversible pendant toute la durée de l'exploitation afin de laisser des libertés d'action aux générations futures qui l'exploiteront.

Entré en phase pré-industrielle en 2011, le projet CIGEO a fait l'objet d'un débat public en 2013 sur la base de l'esquisse du projet. Après l'instruction de la demande d'autorisation de création et le vote d'une loi définissant les conditions de la réversibilité, le projet CIGEO pourrait être autorisé en 2020 et mis en service à l'horizon 2025. **Le Rapporteur spécial rappelle que l'article L. 542-10-1 du code de l'environnement impose que le Parlement vote auparavant une loi définissant le principe de réversibilité du projet.**

Le projet CIGEO est financé par les producteurs de déchets tels que Électricité de France (EDF), AREVA et le Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA). Les dépenses de conception du projet sont financées par une contribution créée dans le cadre du PLFR 2013 (101 millions d'euros pour 2015). Les dépenses de recherche sur le stockage en couche géologique profonde sont financées par une taxe additionnelle à la taxe sur les installations nucléaires de base, dite taxe de recherche (98 millions d'euros pour 2015).

L'évaluation complète du coût du projet continue de faire l'objet de débats, notamment en raison des difficultés à prévoir une maquette budgétaire sur une période de près de 100 ans. En octobre 2014, l'ANDRA a transmis au ministère chargé de l'énergie une évaluation du coût du stockage, élaborée à partir de l'esquisse du projet industriel et intégrant l'ensemble des optimisations. **La dernière évaluation établissait le coût du projet à 16,5 milliards d'euros aux conditions économiques de 2012.**

2. Le contrôle de la qualité des carburants constitue une obligation européenne financée par l'action

La directive 98/70/CE relative à la qualité des carburants impose aux États membres de l'Union européenne de mettre en place un système de surveillance de la qualité des carburants au niveau national. Les prélèvements d'échantillons sont effectués sur l'ensemble du territoire national et sur les principaux produits pétroliers.

La France doit assurer un volume moyen annuel de prélèvements de 400 échantillons pour chaque type de carburant routier vendu sur son territoire. Des prélèvements sont aussi effectués sur le gazole non routier, le fioul domestique, le gazole pêche, le diesel marine léger, les fiouls lourds et les fiouls soutes marines. En 2014, les échantillons ont donné lieu à 20 569 analyses en laboratoire, avec un taux global de non-conformité inférieur à 0,11 % pour toutes les caractéristiques contrôlées pour ces carburants, soit à un niveau stable par rapport à 2013.

À l'issue d'un appel d'offre mené en juillet 2014, un nouveau marché pour la période 2015 à 2018 a été attribué à un prestataire pour la réalisation des prélèvements et des analyses. Le budget prévu pour réaliser les prélèvements et les analyses des carburants et des combustibles s'élève pour 2016 à 0,7 million d'euro, soit à une diminution de près de 33 % par rapport à 2015 (1,05 million d'euros).

3. Le programme interministériel d'extension de la plaque continentale poursuit ses activités jusqu'en 2018

Le **programme EXTRAPLAC** est un programme interministériel visant à délimiter l'extension du plateau continental dont la maîtrise d'ouvrage a été confiée à l'Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer (IFREMER). Il est financé par le programme 174 à hauteur de 0,1 million d'euro en 2016, contre 0,46 millions d'euros en 2015, soit une baisse substantielle de 78,3 %.

En 2009, la France a déposé trois dossiers préliminaires concernant la Polynésie, Wallis-et-Futuna ainsi que Saint-Pierre-et-Miquelon, conduisant à une prolongation du programme jusqu'en 2018. Depuis le premier dépôt en 2006, le programme EXTRAPLAC a préparé et soumis les demandes pour onze zones du domaine maritime français. La surface totale de l'extension revendiquée dans le cadre de l'examen des dossiers est aujourd'hui estimée à 2,5 millions de km², soit près de 4,5 fois la superficie de la France métropolitaine.

Au terme du processus d'instruction des premiers dossiers soumis entre 2006 et 2009, la France a d'ores et déjà obtenu des recommandations favorables de la Commission des limites du plateau continental (CLPC) pour les limites extérieures de son plateau continental.

L'extension réalisée en octobre 2015 concerne près de 579 000 km² répartis de la manière suivante :

- 72 000 km² au large de la Guyane ;
- 8 000 km² au large de la Martinique et la Guadeloupe ;
- 76 000 km² au large de la Nouvelle-Calédonie ;
- 423 000 km² au large des Îles Kerguelen.

Pour 2016, le programme finance l'interprétation des données collectées à l'occasion des dernières campagnes en mer ainsi que la présentation et la défense des dossiers de revendication auprès de la Commission des limites du plateau continental (CLPC) de l'Organisation des nations-unies (ONU) pour les dossiers de Polynésie, de l'Archipel de Crozet, de St-Paul et Nouvelle-Amsterdam, de La Réunion, de Wallis et Futuna et de St-Pierre et Miquelon.

C. LES CRÉDITS DÉDIÉS À LA LUTTE CONTRE LE CHANGEMENT CLIMATIQUE SOUTIENNENT LES POLITIQUES EN FAVEUR DE LA QUALITÉ DE L'AIR

L'année 2016 est marquée par la poursuite et le renforcement de la politique d'amélioration de la qualité de l'air et de lutte contre la pollution atmosphérique, en particulier dans le cadre de la COP 21. **Les crédits de l'action Lutte contre le changement climatique inscrits au PLF pour 2016 s'élèvent à 28,62 millions d'euros en CP, en baisse de 6 % par rapport à l'année précédente** (30,44 millions d'euros).

1. L'action participe au financement des missions des Associations agréées de surveillance de la qualité de l'air

L'action participe au financement des **Associations agréées de surveillance de la qualité de l'air (AASQA)** au titre de leurs missions d'intérêt général de surveillance de la qualité de l'air, et au financement du **Laboratoire central de surveillance de la qualité de l'air (LCSQA)**, dispositif national chargé d'apporter un appui technique et scientifique aux AASQA. Le réseau national des AASQA constitue un réseau indépendant en matière d'information sur la pollution de l'air, bénéficiant d'un ancrage territorial fort et d'une gouvernance quadripartite entre l'État, les collectivités territoriales, les acteurs économiques et le monde associatif.

Il assure la surveillance de la qualité de l'air par des mesures de terrain et le développement de dispositif de modélisation. Les AASQA sont tenues d'informer la population lorsque les normes de qualité de l'air ne sont pas respectées ou risquent de ne pas l'être. Elles réalisent, en outre, des inventaires régionaux spatialisés des émissions et des prévisions sur la qualité de l'air, mais également un suivi des plans de protection de l'atmosphère (PPA). **Le dispositif de surveillance de la qualité de l'air en France est constitué de 28 AASQA régionales agréées qui emploient plus de 550 personnes.** Le réseau ainsi constitué s'appuie sur un réseau d'appareils de mesure répartis sur 650 stations.

Les AASQA sont financées par des subventions de l'État et des collectivités territoriales ainsi que par les dons des entreprises qui émettent des substances surveillées. Les entreprises qui financent les AASQA bénéficient en contrepartie d'une compensation par une déduction fiscale plafonnée de **taxe générale sur les activités polluantes (TGAP)**. Le montant des crédits prévus pour le fonctionnement des AASQA par **le programme 174 est de 18,7 millions d'euros en 2016** contre 19,4 millions d'euros en 2015, soit une diminution de près de 3,6 % sur la période. De la même manière, les subventions versées par les **collectivités territoriales** s'orientent à la baisse du fait de la diminution progressive des dotations de l'État.

Le Rapporteur spécial estime qu'il est tout de même nécessaire de conforter le financement des AASQA pour assurer l'adaptation continue du réseau de surveillance de la qualité de l'air aux nouvelles exigences (pesticides, pollens, particules ultra fines, etc.) ainsi qu'aux nouvelles méthodes de collecte de l'information. **Le Rapporteur suggère que soit envisagé un relèvement du plafond des dons libératoires de TGAP effectués par des industriels assujettis vers les AASQA** ainsi qu'un renforcement des liens régionaux entre les industriels assujettis à la TGAP et les AASQA.

Il souhaite également que la subvention versée par le programme aux AASQA fasse désormais l'objet d'une convention pluriannuelle afin de permettre aux AASQA une meilleure programmation de leurs activités et de leurs investissements.

2. Le Centre interprofessionnel technique d'étude de la pollution atmosphérique fait face à une réduction significative de la subvention du programme

L'action participe au financement du **Centre interprofessionnel technique d'étude de la pollution atmosphérique (CITEPA)**, considéré comme un opérateur du programme. Le centre est une association à but non-lucratif qui rassemble plus de 80 adhérents (industriels, fédérations et syndicats professionnels, bureaux d'études, organismes de recherche, associations de mesures de la qualité de l'air et laboratoires de mesures) dont la mission est d'élaborer et de partager une information de référence et indépendante sur la pollution atmosphérique ainsi que sur les émissions de polluants et de gaz à effet de serre.

Il réalise pour le compte du ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie (MEDDE), les inventaires nationaux des émissions gaz à effet de serre et de polluants requis dans le cadre des accords internationaux sur le climat et sur la qualité de l'air. Il se voit également confier des études en réponse à des exigences européennes ou internationales et participe aux audits européens et internationaux. À ce titre, il constitue ainsi le centre national de référence des émissions atmosphériques dans le cadre du système national d'inventaires d'émissions et de bilans de l'atmosphère (SNIEBA).

Le CITEPA est financé par le programme 174 à hauteur de 1,34 million d'euros en 2016 contre 1,48 million d'euros en 2015 et 1,66 million d'euros en 2014. Il reçoit également une subvention du programme 181 à hauteur de 0,15 million d'euros en 2016 et 2015, contre 0,14 million d'euros en 2014. **Ainsi, au total, la baisse des crédits inscrits en projet de loi de finances pour 2016 est de près de 8,6 % par rapport à 2015 et de 17,2 % par rapport à 2014. De même, la part de la subvention inscrite en loi de finances par rapport au budget total du centre tend mécaniquement à diminuer : elle était de 49,3 % du budget total du CITEPA en 2015 contre 54,5 % en 2014.** La diminution des financements du programme a en effet amené le CITEPA à rechercher d'autres sources de financement, notamment au niveau international dans le cadre de partenariats.

L'importance des restrictions budgétaires constatées ne permettront toutefois plus au centre de réaliser l'intégralité de ses missions telles que la rédaction du rapport SECTEN, le suivi de certains travaux internationaux, la réalisation de revues des inventaires étrangers d'émissions de gaz à effet de serre, la réalisation d'un centre commun franco-chinois d'études de la pollution atmosphérique, ainsi que de nombreux travaux méthodologiques et scientifiques sur la pollution atmosphérique en France et à l'international. **La situation pourrait donc s'avérer tendue, d'autant plus que le centre doit faire face à une augmentation prévisible d'activité pour les prochaines années** liée à la nouvelle réglementation européenne sur les grandes installations de combustion, au renforcement des engagements européens et internationaux, et à une prochaine revue approfondie de l'inventaire de gaz à effet de serre.

Le Rapporteur spécial estime qu'une telle situation, l'année où la France organise la COP 21, et alors même que notre pays est aujourd'hui engagé dans un contentieux européen pour non-respect de certains engagements concernant la lutte contre la pollution de l'air, est de nature à diminuer notre influence et notre crédibilité concernant l'engagement de la France dans la lutte contre le changement climatique et l'amélioration de la qualité de l'air. Il appelle en conséquence à un maintien des crédits de centre à un niveau équivalent de celui de 2015.

3. La politique de lutte contre les gaz à effet de serre est marquée en 2015 par l'organisation en France de la COP 21

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) a fixé pour la France **un objectif de réduction de 40 % des émissions totales en 2030 des gaz à effets de serre (GES) par rapport à 1990** et un objectif complémentaire de division par quatre des émissions totales en 2050 par rapport à 1990. Pour parvenir à de tels niveaux de réductions d'émissions, il faudra procéder à des diminutions très significatives des émissions de l'ordre de 9 à 10 millions de tonnes par an au cours des 35 prochaines années.

L'action *Lutte contre le changement climatique* du programme 174 a dans ce cadre pour objet l'élaboration et le pilotage des politiques d'atténuation et d'adaptation au changement climatique pour un montant de 0,97 million d'euros. Elle assure le financement des inventaires des émissions de gaz à effet de serre, l'élaboration de documents de synthèse et de suivi des mesures de lutte contre le changement climatique et de modélisations des trajectoires d'émissions dans le cadre des négociations « énergie climat 2030 », ainsi que le fonctionnement de l'Observatoire national des effets du changement climatique (ONERC).

Ainsi le programme contribue indirectement à la définition de la position de la France lors de la **21^e conférence internationale des parties de la convention cadre des Nations-unies sur les changements climatiques (COP21)** qui se déroulera à Paris du 30 novembre au 11 décembre 2015. L'enjeu principal de cette conférence est d'aboutir à l'adoption d'un premier accord universel et contraignant sur le climat pour maintenir la hausse des températures globales en deçà du seuil critique des 2 degrés Celsius.

II. LA LOI RELATIVE À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE ENGAGE UNE TRANSITION RESPONSABLE DE DIVERSIFICATION DU MIX ÉNERGÉTIQUE

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) prévoit la mise en place d'une programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) afin de donner une vision d'ensemble de l'évolution souhaitée du système énergétique : maîtrise et pilotage de la demande, équilibre des différents moyens de production, développement des infrastructures de réseau, sécurité d'approvisionnement et compétitivité des prix de l'énergie. Elle doit permettre ainsi de mieux articuler les outils de politique énergétique pour promouvoir une transition énergétique responsable entre les différentes formes de production d'énergie.

A. LE SOUTIEN PRIORITAIRE AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES EST INDISPENSABLE TOUT EN MODERNISANT LE PARC NUCLÉAIRE ET LES INFRASTRUCTURES DU RÉSEAU

La transition énergétique souhaitée par la LTECV passe par une diversification des sources de production et d'approvisionnement en électricité. Cette diversification se traduit par la montée en puissance des énergies renouvelables ainsi que par une diminution de la part relative de l'énergie nucléaire, pour atteindre un objectif de 50 % de production d'origine nucléaire à l'horizon 2025.

ÉVOLUTION DU MIX ÉLECTRIQUE ENTRE 2012 ET 2014

(en millions d'euros)

	2012		2014		Évolution
	Énergie produite (en TWh)	Part de la production	Énergie produite (en TWh)	Part de la production	
Nucléaire	404,9	74,8 %	415,9	77 %	2,7 %
Thermique fossile	47,9	8,8 %	27,0	5,0 %	- 43,6 %
Renouvelables	88,6	16,4 %	96,2	17,8 %	8,6 %
<i>dont hydraulique</i>	63,8	11,8 %	68,2	12,6 %	6,9 %
<i>dont éolien</i>	14,9	2,8 %	17,0	3,1 %	14,1 %
<i>dont photovoltaïque</i>	4,0	0,7 %	5,9	1,1 %	47,5 %
Total	541,4	100 %	540,6	100 %	- 0,1 %

Source : bilan électrique de Réseau de transport d'électricité (RTE).

Entre 2012 et 2014, la production d'électricité à partir d'énergies fossiles a connu une baisse significative (- 43,6 %) au profit des énergies renouvelables (+ 8,6 %) et d'un meilleur taux de disponibilité de l'énergie nucléaire (+ 2,7 %). Les mouvements observés reflètent principalement les conséquences d'un hiver plus doux en 2014, conduisant à une baisse de la production énergétique d'appoint souvent constituée d'énergie thermique fossile. Ils reflètent également l'effet de politique volontariste de soutien au développement des énergies renouvelables, qui viennent se substituer en priorité aux énergies carbonées avec la fermeture de tranches de centrales à charbon ou de centrales à cycle combiné au gaz. **La production d'énergie électrique renouvelable a nettement augmenté sur la période, avec une augmentation de la puissance installée du parc éolien de 22 % à 9,1 TW en 2014 ainsi que du parc photovoltaïque de 51 % à 5,3 TW.**

1. Le soutien prioritaire aux énergies renouvelables est indispensable pour garantir un mix énergétique équilibré et faiblement carboné

L'objectif de développement des énergies renouvelables est de doubler la production entre 2006 et 2020 afin de porter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale d'énergie en 2020. La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) prévoit un objectif de 32 % en 2030. **La production de l'ensemble des énergies renouvelables s'élevait en 2014 à 22,4 millions de tonnes équivalents pétroles (Mtep), soit 16,1 % de la production totale d'énergie primaire**, contre 24,8 millions de tonnes équivalents pétroles en 2013. La baisse observée s'explique principalement par le fort repli de la production d'électricité hydroélectrique en 2014 du fait de conditions climatiques particulières.

Pour parvenir à l'objectif global de 2030, il est prévu que les énergies renouvelables représentent 40 % de la production d'électricité. **En 2014, la production issue de l'ensemble des sources d'énergies renouvelables atteint 17,8 % de la production d'électricité française.**

Pour atteindre cet objectif ambitieux, le développement des énergies renouvelables bénéficie d'un soutien significatif de l'État **soit en phase d'industrialisation en soutien au déploiement** par le biais de tarifs d'achats, d'appels d'offres ou de dispositifs fiscaux, **soit en amont dans le domaine de la recherche et de développement (R&D)** notamment dans le cadre des programmes d'investissements d'avenir (PIA). Les énergies renouvelables bénéficient également de la mise en place d'un fonds de financement pour la transition énergétique ainsi que d'un renforcement significatif du fonds chaleur.

a. La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte réforme les dispositifs de soutien au déploiement des énergies renouvelables

Il existe différents dispositifs de soutien au déploiement des énergies renouvelables parmi lesquels la procédure d'appel d'offres ou encore d'obligation d'achat à guichet ouvert, complété à la suite de la LTECV par le dispositif du complément de rémunération.

La procédure d'appels d'offres permet de maîtriser la production d'énergie renouvelable qui bénéficie du soutien public : lorsque les objectifs en termes de puissance installée fixés ne sont pas atteints, le ministre en charge de l'énergie a la possibilité de lancer des appels d'offres pour développer de nouvelles capacités de production. Sous cette contrainte globale, des projets sont sélectionnés notamment en fonction du prix d'achat proposé par les candidats. En fonction de la taille de l'installation, les lauréats des appels d'offres pourront bénéficier soit d'un tarif d'achat, soit d'un complément de rémunération. Le soutien au travers d'appels d'offres est particulièrement adapté aux filières renouvelables présentant un besoin de pilotage et avec de fortes asymétries d'information sur les coûts.

Le dispositif d'obligation d'achat à guichet ouvert impose à l'opérateur historique une obligation d'achat de la production d'énergie obtenue à partir de sources renouvelables, à un tarif garanti sur une longue période, en partie révisable et sensiblement supérieur au prix de marché. Par leur plus grande simplicité, les dispositifs en guichet ouvert, et notamment le dispositif d'obligation d'achat, sont plus adaptés aux installations de petites tailles. **Le système des tarifs garantis ne permet néanmoins pas de contrôler la quantité d'énergie qui bénéficie du soutien public.** Une éventuelle surestimation des coûts de production de la filière par les pouvoirs publics lors de la fixation du tarif assure aux investisseurs une rentabilité très élevée qui peut déclencher une bulle spéculative. Pour éviter une telle situation, les tarifs d'achat de chaque filière ont vocation à assurer une rentabilité normale aux capitaux investis et sont revus périodiquement afin de rester en adéquation avec la maturité de la filière et la baisse des coûts de production.

Les organismes responsables de l'obligation d'achat sont la société Électricité de France (EDF) ou les entreprises locales de distribution sur leur territoire. Le surcoût lié à l'achat de l'électricité est financé par la contribution au service public d'électricité (CSPE) payée par les consommateurs d'électricité. La Commission de régulation de l'énergie (CRE) indiquait en 2015 que sur un montant de charges prévisionnelles de CSPE estimé à 6,34 milliards d'euros au titre de l'année 2015, **le soutien aux énergies renouvelables électriques représentait 4 milliards d'euros dont 2,5 milliards d'euros pour la seule filière photovoltaïque et 1 milliard d'euros pour la filière éolienne.** En effet, fin 2014, 352 000 installations photovoltaïques bénéficiaient d'une obligation d'achat pour une puissance installée de 6,48 TW. L'augmentation des charges s'explique par le développement des filières mais aussi par la baisse des prix de marché de l'électricité, référence de calcul pour les surcoûts engendrés.

À la suite de l'adoption de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV), un nouveau mécanisme de soutien, appelé **complément de rémunération**, doit être mis en place à compter de 2016.

Les articles 104 et 106 de la LTECV instaurent **un dispositif de complément de rémunération**, qui a vocation à se substituer partiellement au dispositif d'obligation d'achat pour certaines filières renouvelables. Le nouveau dispositif consiste en une prime, compensée par la contribution au service public de l'électricité (CSPE), versée à un producteur d'électricité à partir d'énergies renouvelables en complément de la vente sur le marché de l'électricité qu'il a produite. Comme pour l'obligation d'achat, le complément de rémunération pourra être attribué sous deux formes : en guichet ouvert où les installations éligibles concluent directement un contrat de complément de rémunération avec Électricité de France (EDF) ou par appel d'offres. Le dispositif ne sera pas obligatoire pour les plus petites installations qui pourront rester sous tarif d'achat, ni pour l'éolien terrestre dans un premier temps. De même que pour l'obligation d'achat, le niveau de la prime sera déterminé pour chaque filière de façon à assurer une rentabilité normale des capitaux investis et devra être revu périodiquement afin de rester en adéquation avec la maturité de la filière et la baisse des coûts de production observée.

b. L'État soutient les actions de recherche et de développement notamment via les programmes d'investissements d'avenir

En complément des dispositifs de soutien au déploiement de la production d'électricité d'origine renouvelable, l'État apporte également son soutien à des actions de recherche et de développement (R&D) principalement via les programmes d'investissements d'avenir (PIA) opéré par l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), la Banque publique d'investissement (BPI) France ou encore l'Agence nationale de la recherche (ANR).

Près de 5,464 milliards d'euros ont ainsi été engagés dans le cadre des PIA en faveur du développement durable et de la transition énergétique. L'ADEME a bénéficié d'une enveloppe PIA de près de 3,3 milliards d'euros dont 1,6 milliard d'euros étaient engagés au second trimestre 2015 et 421 millions d'euros décaissés. L'agence a par exemple lancé plusieurs appels à manifestation d'intérêt (AMI) ou appels à projets (AAP) ayant permis de soutenir de nombreux projets dans le domaine de la production d'électricité et de chaleur renouvelable. Ainsi, en août 2015, deux nouveaux appels à projets (AAP) ont été lancés sur les énergies renouvelables en mer. L'ADEME financera ainsi **l'industrialisation de la production d'éoliennes marines de grande puissance** d'une puissance installée de 6 MW, dont le rotor mesure plus de 150 mètres de diamètre. L'appel d'offres vise à la livraison de près de 240 éoliennes marines pour le développement d'une puissance installée de plus de 2 000 MW, situés à plusieurs dizaines de kilomètres des côtes.

La Banque publique d'investissements (BPI) bénéficie pour sa part d'une enveloppe de près de 6,8 milliards d'euros dont 4,4 milliards d'euros étaient engagés au second trimestre 2015 et 3,2 milliards d'euros décaissés. Une enveloppe de près de **738,9 millions d'euros est mobilisée par la BPI en faveur de projets industriels d'avenir pour la transition énergétique (PIAVE)** tandis qu'une enveloppe de 401,1 millions d'euros est mobilisée en faveur de prêts verts dans le cadre du PIA 2.

Au-delà du champ des PIA, un appel à projet a été lancé en septembre 2014 pour **le développement de 1 500 projets de méthanisation en trois ans dans le but d'accélérer la transition énergétique** vers les énergies renouvelables et d'améliorer le traitement des déchets organiques. En fonction des besoins identifiés, les porteurs de projets reçoivent une aide financière de l'État, une aide au diagnostic territorial ou encore un accompagnement par les services de l'État. Près de 300 projets ont d'ores et déjà pu bénéficier d'une aide des services de l'État.

c. Un fonds de financement pour la transition énergétique est logé au sein de la Caisse des dépôts et consignations

La mise en œuvre de la transition énergétique bénéficie également du **fonds de financement pour la transition énergétique** qui a vocation à financer les actions annoncées dans le cadre de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, notamment :

– le soutien aux projets sélectionnés suite aux appels à projets portant sur **les territoires à énergie positive pour la croissance verte**, les territoires « *zéro gaspillage, zéro déchets* », les 1 500 projets de méthanisation, les plateformes d'information et de conseil pour la rénovation énergétique, ainsi que les actions inscrites dans les contrats locaux transition énergétique ;

– **le fonds de garantie pour la rénovation énergétique** pour faciliter l'accès des ménages au microcrédit pour réaliser les travaux ;

– les fonds permettant de soutenir les prêts aux entreprises pour la rénovation énergétique ou pour le développement des outils innovants de financement tels que les obligations vertes ;

– toutes autres actions pertinentes pour la transition énergétique telles que le financement d'une aide à la conversion des véhicules diesel anciens en véhicules propres dans le cadre du compte d'affectation spéciale *Aide à l'acquisition de véhicules propres*.

Le financement du fonds est assuré, à hauteur de 1,35 milliard d'euros, par un ensemble de ressources parmi lesquelles :

– l'affectation exceptionnelle d'une partie des versements de la Caisse des dépôts et consignation (CDC) que l'État avait vocation à recevoir pour un montant maximum de 250 millions d'euros par an sur trois ans dans le cadre d'un fonds dénommé **enveloppe spéciale transition énergétique (ESTE)** ;

– la mobilisation des **certificats d'économie d'énergie (CEE)** pour 150 millions d'euros sur trois ans afin de financer une partie des actions de rénovation énergétique conduite sur les territoires à énergie positive (100 millions d'euros) et la dotation du fonds de garantie pour la rénovation énergétique des logements (50 millions d'euros) ;

– l'affectation d'une partie des crédits des **programmes d'investissements d'avenir** par un redéploiement au sein des enveloppes existantes pour un montant de 300 millions d'euros sur trois ans ;

– une mobilisation des **ressources de la CDC** pour des études d'ingénierie et d'accompagnement des projets en faveur de la transition énergétique pour 50 millions d'euros en trois ans, ainsi que des interventions directes de la CDC pour compléter des investissements en fonds propres pour 100 millions d'euros sur trois ans.

d. La dotation du fonds chaleur doit être doublée à l'horizon 2017 et le nombre de projets éligibles élargi

La chaleur représente environ la moitié de la consommation d'énergie finale en France. Elle est principalement produite par des énergies fossiles émettrices de gaz à effet de serre mais peut être aisément produite à partir de sources renouvelables. La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 sur la transition énergétique pour la croissance verte a fixé **l'objectif de porter la part des énergies renouvelables à 38 % de la consommation finale de chaleur** et de multiplier par cinq la quantité de chaleur renouvelable et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid à l'horizon 2030.

Le fonds chaleur a pour objet de financer des projets de production de chaleur essentiellement à partir de la biomasse, de la géothermie, du solaire et de la récupération de chaleur fatale, tout en garantissant un prix inférieur à celui de la chaleur produite à partir d'énergies conventionnelles. Il a également pour objet de soutenir la création ou l'extension de réseaux de chaleur alimentés majoritairement à partir de sources renouvelables ou de récupération. La gestion du fonds chaleur a été déléguée à l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME).

Sur la période 2009 à 2014, l'ADEME a engagé 1,2 milliard d'euros pour soutenir 3 266 opérations d'investissement générant une production totale d'environ 1,55 million de tonnes équivalents pétroles (Mtep) par an. Toutefois, malgré un vif succès, seul 28 % de l'objectif national pour 2020 défini par le plan national en faveur des énergies renouvelables est atteint, soit 1,55 Mtep sur les 5,47 Mtep de l'objectif.

Le Gouvernement s'est dans ce contexte engagé à la prolongation et au doublement du fonds chaleur à l'horizon 2017 afin d'amplifier le développement des projets de chaleur renouvelable et de récupération. En effet, pour atteindre l'objectif 2020, la production avec les énergies renouvelables et de récupération doit fortement augmenter sur la période avec près de 0,6 Mtep par an et une place prépondérante de chaleur produite à partir de biomasse. Avec une hypothèse conservatrice de stabilité du coût en euro par tep, un tel engagement nécessiterait environ 500 millions d'euros par an. Le risque étant néanmoins que les projets les plus faciles et les plus rentables ayant été réalisés en premier, le niveau de soutien public nécessaire ait tendance à augmenter.

Par ailleurs, des évolutions des modalités d'intervention du fonds chaleur ont été mises en place pour optimiser l'attribution des aides et faire émerger de nouveaux projets. Ainsi, la récupération de chaleur fatale en amont des réseaux de chaleur, les installations de méthanisation avec injection de biogaz dans les réseaux de gaz, la production de froid dans le cadre d'un appel à projets nouvelles technologies sont éligibles depuis 2015 au fonds chaleur. Une enveloppe de 30 millions d'euros a également été mobilisée pour financer des investissements pour l'approvisionnement en bois.

2. Le renouvellement et la modernisation du parc nucléaire doivent être anticipés en lien avec les fermetures exigées par la loi

La production nucléaire représente 77 % de la production totale d'électricité en 2014, contre 74 % en 2013, soit à un niveau proche du maximum absolu atteint en 2011. La hausse s'explique d'une part, par une hausse du taux de disponibilité nucléaire annuel moyen à son plus haut niveau depuis le record de 2006, et d'autre part, par un taux d'utilisation des tranches disponibles particulièrement élevée. Toutefois, la réduction de la part du nucléaire dans la production d'électricité est désormais juridiquement transposée à l'article premier de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) qui dispose que « *la politique énergétique nationale a pour objectifs (...) de réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025* ».

La loi prévoit concomitamment un renforcement du pilotage du mix de production électrique par le biais d'un régime d'autorisation d'exploitation. En particulier, toute nouvelle autorisation d'exploiter une installation de production d'électricité d'origine nucléaire devra respecter le plafonnement à son niveau actuel de la capacité de production nucléaire – soit **63,2 gigawatts**, ainsi que les orientations définies par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) dans le but de rééquilibrer le mix électrique par une réduction de la part de l'énergie nucléaire. Elle instaure par ailleurs l'obligation pour tout exploitant produisant plus du tiers de la production d'électricité nationale, en l'occurrence Électricité de France (EDF), d'établir **un plan stratégique présentant les actions qu'il s'engage à mettre en œuvre pour respecter les objectifs de diversification** de la production d'électricité fixés dans la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Aussi, l'introduction dans la loi d'un plafond de capacité de production nucléaire et l'obligation de réaliser un plan stratégique conduiront mécaniquement Électricité de France (EDF) à engager **la fermeture de réacteurs pour obtenir l'autorisation d'exploiter le réacteur pressurisé européen (EPR) de Flamanville**. En effet, l'opérateur historique est responsable de proposer les évolutions optimales de ses installations de production dans le respect des objectifs de la PPE et du plafonnement de la puissance du parc nucléaire fixés par la puissance publique.

Dans ce cadre, la tenue de l'objectif de 50 % de la production d'électricité d'origine nucléaire impliquera de décider d'une nouvelle configuration du parc nucléaire dans le cadre des programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE). Elle devra tenir compte de facteurs structurants tels que le niveau de consommation d'électricité, la possibilité d'exploiter le parc nucléaire au-delà du quatrième réexamen de sûreté ainsi que le rythme d'évolution de la pointe de consommation et les moyens de flexibilité qui pourront être mis en face, en particulier en matière d'effacements de consommation.

Pour autant, afin de faire croître la part de l'électricité d'origine renouvelable sans accroître la part des énergies fossiles fortement émettrice de gaz à effet de serre, le Rapporteur spécial estime que la PPE devra garantir même à long terme un socle minimal de capacité de production d'énergie nucléaire. Or, la construction du parc actuel de centrales nucléaires a été rapide entre le démarrage de Fessenheim 1 en 1977 et celui de Civaux 2 en 1999, soit en moyenne près de deux réacteurs mis en service chaque année. Dans de telles conditions, même avec une diminution importante de la part du nucléaire dans le mix énergétique, **arrêter et/ou remplacer les réacteurs du parc actuel après le même nombre d'années de fonctionnement s'avérera un défi industriel et économique que les pouvoirs publics doivent anticiper.**

Il est impératif de programmer la modernisation du parc nucléaire actuel, au risque de se heurter prochainement à « un mur de renouvellement » du parc. En effet, même en prolongeant la durée de fonctionnement des réacteurs au-delà de 40 ans et en diminuant la part du nucléaire à 50 % du mix électrique, il sera nécessaire à terme d'anticiper la construction de l'ordre d'une trentaine de réacteurs de nouvelle génération à l'horizon 2050. Par conséquent, de nouveaux chantiers devront nécessairement être mis en marche dès 2025-2030, soit dans moins de dix ans. Une telle décision nécessite une véritable programmation des efforts financiers et industriels à réaliser, que l'électricien semblerait avoir estimé à plus de 200 milliards d'euros.

LA FERMETURE DE LA CENTRALE NUCLÉAIRE DE FESSENHEIM

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte impose la fermeture d'une centrale nucléaire lors du raccordement au réseau de la centrale nucléaire de troisième génération de Flamanville 3 au dernier trimestre 2018. Le Président de la République s'est par ailleurs engagé en 2012 à procéder à la fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim avant la fin du quinquennat.

Indépendamment de l'évolution actuelle du chantier de l'EPR de Flamanville, le décret d'autorisation fixe le délai pour la mise en service de l'EPR à avril 2017. Par ailleurs, la LTECV impose qu'un dossier de demande de raccordement soit déposé par l'exploitant au plus tard dans un délai de 18 mois avant la mise en service de la centrale, soit en théorie en octobre 2015. Afin de respecter la règle de plafonnement de production d'énergie d'origine nucléaire, le dossier de demande devrait contenir la proposition d'EDF pour la fermeture de capacités nucléaires d'une puissance équivalente.

Les pouvoirs publics devraient prendre ainsi après le dépôt de la demande l'acte administratif prévoyant la fermeture des réacteurs visés en contrepartie de l'acte d'autorisation pour Flamanville. Le démantèlement sera engagé une fois l'arrêt effectivement réalisé et dans le respect des prescriptions imposées par l'ASN.

La loi ne contraint néanmoins pas l'exploitant à fermer spécifiquement la centrale de Fessenheim : elle laisse à ce dernier l'opportunité du choix des réacteurs à fermer pour respecter le plafond global de production. Or la rationalité économique de ce dernier ne commande pas nécessairement la fermeture des réacteurs de Fessenheim : exiger la fermeture d'une centrale nucléaire au motif de son ancienneté, indépendamment des investissements de modernisation réalisés ainsi que des décisions de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), ne constitue pas un critère économique pertinent.⁽¹⁾

Dans tous les cas, la fermeture de la centrale devra faire l'objet d'une indemnisation pour l'exploitant, dont le principe a été soulevé en septembre 2014 par le Rapporteur spécial, puis confirmé par le Conseil constitutionnel en août 2015 qui précise que les exploitants « *contraints de demander l'abrogation d'une autorisation d'exploiter afin de respecter le plafonnement institué par l'article peuvent prétendre à une indemnisation du préjudice subi* ». ⁽²⁾

3. Le réseau de distribution d'électricité et son mode de financement doivent s'adapter à la nouvelle configuration énergétique du pays

La transition énergétique et la diversification des modes de production d'électricité vont également avoir de nombreuses conséquences sur la structuration du réseau de distribution et de transport d'électricité qui doivent évoluer d'un modèle où la production est centralisée à un modèle où chaque consommateur devient potentiellement producteur d'énergie.

Ainsi, les investissements réalisés par Électricité réseau distribution France (ERDF) sont en hausse de près de 63 % depuis 2008 et s'élèvent en 2015 à près de 3,1 milliards d'euros hors Linky. Les investissements réalisés ont pour objectifs de permettre le raccordement des consommateurs et producteurs d'électricité au réseau, d'aménager les réseaux pour accompagner l'évolution des charges et de la consommation, de répondre à de nouvelles obligations réglementaires notamment en matière de protection de l'environnement ou de l'esthétique des sites, et de moderniser les réseaux en procédant à des objectifs ciblés de remplacement. **Ainsi, les dépenses consacrées à la modernisation des réseaux ont plus que doublé en passant de 742 millions d'euros en 2008 à près de 964 millions d'euros en 2015.** Par ailleurs, pour l'année 2015, ERDF a procédé au raccordement au réseau des énergies renouvelables pour près de 1,7 GW. Un tel niveau d'investissement doit permettre de faire face aux besoins de modernisation de réseau et de garantir une durée moyenne annuelle de coupure inférieure, à terme, à 60 minutes (64 minutes en 2014).

(1) Rapport d'information sur le coût de la fermeture anticipée de réacteurs nucléaires : l'exemple de Fessenheim présenté par MM. Marc Goua et Hervé Mariton le 30 septembre 2014.

<http://www.assemblee-nationale.fr/14/pdf/rap-info/i2233.pdf>

(2) Décision du Conseil constitutionnel n° 2015-718 du 13 août 2015 relative à la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte.

<http://www.conseil-constitutionnel.fr/conseil-constitutionnel/root/bank/download/cc2015718dc.pdf>

De manière symétrique, les investissements réalisés par **Réseau de transport d'électricité (RTE)** ont progressé significativement pour accompagner l'évolution du paysage électrique français. **Le montant des investissements prévu en 2015 s'élève à 1,497 milliard d'euros avec pour objectifs :**

– de renforcer la sécurité d'alimentation de certaines zones de consommation par la création de nouvelles liaisons ou le renforcement des capacités ;

– d'accompagner la transition énergétique en assurant par exemple le raccordement des futurs parcs éoliens offshore ou en renforçant les réseaux liés aux raccordements de production d'énergies renouvelable terrestres, notamment dans le cadre des Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnr) ;

– de renforcer les interconnexions en Europe dont la création d'une interconnexion avec l'Espagne en septembre 2015 (2 TW) ou le début des travaux d'une interconnexion avec l'Italie pour une mise en service en 2019 (1,2 TW).

L'ensemble des investissements est financé par le **tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)** qui représente l'essentiel des recettes des deux entreprises. Il est fixé nationalement par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et fondé sur un principe de péréquation tarifaire qui garantit à tous les utilisateurs un prix d'acheminement de l'électricité identique sur le réseau de distribution. La CRE vient d'engager des travaux d'élaboration du prochain tarif TURPE 5 qui devrait être mis en œuvre en 2017 afin de disposer d'un nouvel outil de financement lisible pour les acteurs et indispensable pour la réalisation des investissements sur le réseau, notamment dans le cadre de la transition énergétique.

Par ailleurs, la volonté exprimée dans la loi de transition énergétique de modifier la structure des sources d'approvisionnement en développant les énergies renouvelables et les effacements et en diminuant la part du nucléaire aura à terme une influence sur les modes d'utilisation des réseaux. Ces derniers pourraient être de plus en plus utilisés de manière assurantielle, surtout si ces évolutions s'accompagnent également d'un développement massif de l'autoconsommation. **La CRE poursuit ainsi ses travaux pour analyser si un rééquilibrage de la part fixe et de la part variable est nécessaire.**

Le Rapporteur spécial est dans tous les cas favorable à l'élaboration d'un TURPE 5 stable et lisible pour les acteurs, capable d'accompagner et de soutenir les efforts d'investissements à venir tout en veillant à maîtriser les factures d'électricité des consommateurs.

B. L'AVENIR DE L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE EST SUSPENDU À LA RÉUSSITE DE LA REFOUDATION DE LA FILIÈRE ET DU FINANCEMENT DES AUTORITÉS DE CONTRÔLE

Il est nécessaire de faire émerger de nouveau en France une véritable filière nucléaire forte, portée non pas exclusivement par l'entretien du parc actuel et la construction de réacteur à l'international, mais également par un marché domestique dynamique. **Le renouvellement du parc nucléaire français est une opportunité unique pour renforcer les savoir-faire français et soutenir la filière nationale, tout comme la refondation de la filière nucléaire annoncée par le Président de la République en juin 2015.**

1. La refondation de la filière nucléaire passe désormais par un rapprochement entre AREVA et Électricité de France

Le 31 décembre 2014, AREVA affichait un résultat net négatif sans précédent de 4,8 milliards d'euros. L'ampleur de la perte nette constatée pour l'exercice 2014 illustre la gravité de la situation. Dans ce contexte, le Président de la République a fait connaître le 3 juin 2015 **une feuille de route inscrivant le redressement du groupe dans une refondation globale de la filière nucléaire française**. Elle met l'accent sur deux orientations : d'une part, le rapprochement, dans le cadre d'une société dédiée, des activités de conception, de gestion de projets et commercialisation des réacteurs neufs d'EDF et d'AREVA ; d'autre part, la finalisation d'un projet de prise de participation majoritaire d'EDF dans la filiale commune AREVA NP, qui regroupera les activités industrielles de construction de réacteurs, de fabrication de combustible et de services nucléaires. Le protocole d'accord du 30 juillet 2015 prévoit en outre la mise en œuvre d'un partenariat stratégique et industriel global qui précisera les thèmes sur lesquels les deux groupes développeront leur coopération dans le but d'optimiser la filière nucléaire française.

Dans le cadre d'une mission conjointe avec M. Hervé MARITON, le Rapporteur spécial a publié un rapport d'information sur les perspectives de développement d'AREVA et l'avenir de la filière nucléaire.⁽¹⁾ Il ressort de l'analyse des Rapporteurs spéciaux que la solution mise en avant marque le refus d'un démantèlement pur et simple de l'entreprise et la volonté de redonner un sens industriel à la fois au groupe AREVA mais aussi à la filière nucléaire dans son ensemble. **Il met néanmoins fin au modèle intégré qui avait prévalu lors de la création d'AREVA en 2001 et qui avait été au cœur de la stratégie de l'entreprise.**

(1) Rapport d'information conjoint de M. Marc Goua et de M. Hervé Mariton sur les perspectives de développement d'AREVA et l'avenir de la filière nucléaire, intitulé « Les plus belles sont mortelles », 8 juillet 2015. <http://www.assemblee-nationale.fr/14/pdf/rap-info/i2952.pdf>

Le Rapporteur spécial est pleinement favorable au renforcement des synergies entre les deux groupes industriels dans les activités de conception, de gestion de projets et de commercialisation des réacteurs neufs. Il est impératif que les équipes d'ingénierie et de projet des deux groupes travaillent en commun pour, d'une part, réduire les risques sur les grands projets en cours portés par AREVA NP, et d'autre part, développer une politique d'exportation ambitieuse à travers le renforcement de l'offre commerciale actuelle.

Par ailleurs, il convient de rappeler qu'aucune décision n'a été prise concernant **une reprise des actifs du chantier d'Olkiluoto 3 (OL3)**. Pour autant, dans la mesure où le Consortium AREVA est potentiellement redevable de 2,3 milliards d'euros actuellement non provisionnés, le Rapporteur spécial estime que toute restructuration envisagée doit prendre en compte les risques existants et qu'il est impératif de ne pas laisser la charge d'un tel aléa au seul AREVA recentré sur le cycle du combustible et diminué de plus de 50 % de son chiffre d'affaires.

Enfin, **le Rapporteur spécial souligne que le montant de la recapitalisation nécessaire pour le nouvel AREVA** n'a toujours pas fait l'objet d'une évaluation précise par les services de l'Agence des participations de l'État (APE). Le montant dépend en effet de la valorisation définitive d'AREVA NP, du programme de cessions d'actifs mis en œuvre avec notamment le projet de vente de la filiale Canberra, mais également de l'effectivité du plan de performance engagé. Elle sera nécessaire dans tous les cas afin de permettre une reconstitution des fonds propres consolidés aujourd'hui négatifs, et devra s'effectuer dans le cadre d'un investissement rationnel et avisé pour respecter la réglementation européenne. **Le Rapporteur spécial rappelle que les besoins de financement du groupe pour les trois prochaines années s'élèvent à près de 7 milliards d'euros.**

2. La refondation de la filière doit permettre l'émergence d'un réacteur nouveau-modèle mettant un terme aux difficultés actuelles

Le réacteur pressurisé européen (EPR) est un réacteur nucléaire de troisième génération conçu et développé par AREVA. L'EPR est aujourd'hui un produit commercialisable mais encore trop peu compétitif et faisait face à des difficultés réelles : **aucun EPR ne fonctionne dans le monde en 2015 et seulement quatre sont en chantier**, dont deux font face à de très lourdes difficultés de maîtrise d'ouvrage.

Si la puissance de l'EPR n'est pas un frein au développement de celui-ci à l'international, où la demande existe sous réserve de réseaux de transport d'électricité suffisants, le véritable sujet concerne davantage la compétitivité économique de l'EPR actuel : **AREVA NP et EDF travaillent dès lors en commun sur la conception d'un EPR-Nouveau modèle (EPR-NM)** sur la base d'une part, des retours d'expériences d'Olkiluoto, de Flamanville et de Taishan, et d'autre part, d'une amélioration significative de l'ergonomie et de l'ingénierie de détails de l'EPR. **La réduction des coûts doit néanmoins être significative pour**

permettre une compétitivité suffisante par rapport aux énergies fossiles mais aussi à certaines énergies renouvelables. Dans tous les cas, l'EPR-NM doit permettre de mettre un terme aux difficultés actuelles sur la construction des modèles de troisième génération.

En France, la décision de construire un EPR a conduit au début des travaux sur le site de Flamanville 3 en décembre 2007. EDF a procédé à plusieurs annonces de réévaluation des coûts de l'EPR depuis 2008 dont le budget initial était de 3,3 milliards d'euros pour une mise en service en 2012. **Néanmoins, le 3 septembre 2015, les anomalies détectées sur certaines pièces majeures ont conduit EDF et AREVA à décaler à nouveau la mise en service du réacteur pour le dernier trimestre 2018 et à réévaluer le coût du projet à environ 10,5 milliards d'euros.** Les révisions à la hausse s'expliquent d'une manière générale par l'effet de tête de série du chantier EPR de Flamanville 3, notamment l'intégration des nouvelles exigences réglementaires mais également la réalisation d'aléas industriels significatifs ayant conduit au réaménagement du planning des travaux.

À ce titre, **l'année 2015 a été marquée par l'annonce de plusieurs dysfonctionnements sur le chantier**, notamment une anomalie dans la composition de l'acier dans certaines zones du couvercle et du fond de cuve du réacteur, ainsi que des défaillances sur les soupapes de sécurité.

Le 7 avril 2015, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a révélé la présence d'une anomalie de la composition de l'acier de certaines zones du couvercle et du fond de la cuve du réacteur de l'EPR de Flamanville. L'ASN estime que les essais réalisés à ce stade mettent en lumière un défaut de maîtrise de la qualité des fabrications ayant un impact sur les propriétés des matériaux. Les calottes du couvercle et du fond de cuve des deux EPR construits par EDF et *China General Nuclear Power Corporation* (CGNPC) sur le site de Taïshan en Chine ont été forgées dans des conditions similaires.

AREVA devra démontrer au cours des prochains mois que les anomalies détectées sur la cuve de l'EPR sont bien identifiées et n'affectent pas d'autres zones que celles initialement prévues. L'ASN se prononcera sur le programme d'essais, contrôlera sa bonne réalisation et instruira les éléments présentés par AREVA pour démontrer le cas échéant la résistance de la cuve et l'absence de risques pour la sûreté nucléaire et la sécurité. **Les premiers résultats des tests complémentaires devraient être connus mi-2016 pour une remise du rapport de l'ASN fin 2016.** Le Rapporteur spécial souligne que les décisions prises auront un impact sur le démarrage des deux réacteurs à Taïshan dont les cuves peuvent présenter des défauts similaires.

Au Royaume-Uni, EDF et l'énergéticien chinois *China General Nuclear Power Corporation* (CGN) ont signé le 21 octobre 2015, **un accord stratégique d'investissement pour la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR à Hinkley Point C**. Le financement du projet, dont le coût est estimé à près de 24,5 milliards d'euros, sera assuré par EDF à hauteur de 65,5 % et par CGN pour le tiers restant. Sans réduire cette participation initiale en dessous de 50 %, EDF envisage d'impliquer à terme d'autres investisseurs dans le projet. EDF et CGN ont aussi convenu des termes principaux d'un plus large partenariat visant au développement commun de nouvelles centrales nucléaires à Sizewell dans le Suffolk et à Bradwell dans l'Essex.

3. L'avenir du cycle du combustible porté par AREVA est lié à la refonte du partenariat avec EDF ainsi qu'à l'avenir du parc nucléaire français

Dans les activités relatives à la gestion du cycle du combustible, AREVA dispose d'une offre commerciale des plus innovantes au monde pour laquelle les synergies potentielles avec EDF sont faibles voire inexistantes. En conséquence, les activités du cycle du cycle du combustible ne feront pas l'objet d'un transfert vers EDF dans le cadre de la refondation de la filière.

AREVA a en effet lancé dès 2007 le renouvellement de ses principaux outils industriels dans le domaine de l'amont, notamment dans les domaines de la conversion et de l'enrichissement, avec la construction des usines de Comurhex II (conversion) et de Georges Besse II (enrichissement). L'objectif pour le nouvel AREVA est de restaurer la rentabilité de la conversion en assurant avec succès la transition entre l'usine de Comurhex I vers Comurhex II, en s'appuyant sur les clients nationaux existants (principalement EDF) et sur la croissance du marché extérieur. **AREVA dispose également d'un outil industriel unique au monde dans le domaine de l'aval** qui apporte des solutions innovantes de recyclage des combustibles usés pour leur réutilisation comme combustible pour les réacteurs. L'activité recyclage s'appuie sur deux sites industriels uniques : **La Hague (traitement et conditionnement des matières recyclables) et AREVA MELOX (fabrication de combustibles MOX)**.

Aussi, une refondation de la filière nucléaire passe également par une négociation équitable sur les contrats relatifs au retraitement et à la conversion notamment pour les usines de La Hague et de Cormuhex II, afin de permettre au nouvel AREVA recentré sur le cycle du nucléaire de dégager des rendements suffisants à assurer la viabilité économique de l'entreprise. Dans le domaine de l'aval, les contreparties commerciales accordées par AREVA au groupe EDF sur les modalités de l'accord traitement-recyclage de la période 2013-2020 ont eu un impact négatif significatif sur les résultats opérationnels de la branche, et ceci malgré une forte activité dans les installations de la Hague et MELOX et une maîtrise des coûts de production. Aussi, l'excédent brut d'exploitation (EBE) s'établit à 232 millions d'euros en 2014 contre 532 millions d'euros en 2013, soit une variation de près de - 56 % de la rentabilité de la branche en moins d'une année. La structure du marché dans laquelle les deux entreprises sont

intrinsèquement dépendantes l'une de l'autre – un client pour un fournisseur – pèse en réalité sur les conditions économiques des contrats en la défaveur d'AREVA. **Le Rapporteur spécial estime dès lors qu'une véritable refondation des relations entre les deux entreprises ne pourra voir lieu sans un climat de confiance et de transparence sur les coûts et la rentabilité des opérations menées dans les activités de l'aval.**

Il est impératif d'établir les bases d'un partage équitable entre d'une part, la nécessité pour EDF d'obtenir des assurances raisonnables sur la maîtrise des coûts de production, et d'autre part, les besoins pour AREVA d'assurer un plan de charge de long terme et la rentabilité de ses investissements industriels. **AREVA doit de même davantage diversifier ses clients afin de diminuer sa dépendance économique vis-à-vis d'EDF et renforcer la rentabilité industrielle de ses investissements.**

De même, l'avenir du cycle de l'aval est fortement lié à celui du parc nucléaire existant. Dans l'hypothèse d'une diminution de la part du nucléaire à 50 % du mix électrique, d'une diversification des modes de production et d'une stagnation de la consommation d'électricité en France du fait de l'efficacité des politiques de maîtrise et de pilotage de la demande, les exploitants de centrales nucléaires doivent anticiper la fermeture de près d'une vingtaine de réacteurs à l'horizon 2030. **Or, la fermeture des vingt centrales les plus anciennes conduirait mécaniquement à fermer la quasi-intégralité des réacteurs utilisant actuellement le combustible MOX et mettrait en grande difficulté la filière de l'aval du cycle du combustible.** Il est dès lors impératif d'anticiper les besoins d'éventuels réacteurs utilisant du combustible MOX afin que les outils industriels de recyclage des déchets nucléaires puissent faire face à l'évolution future de la demande, dans le cadre d'un cycle de gestion du combustible qui est intrinsèquement long puisqu'il inclut le temps de refroidissement des déchets et de reconditionnement.

4. Le financement des autorités de sûreté nucléaire doit être consolidé face à l'accroissement sans précédent des besoins d'expertise et de contrôle

L'**Autorité de sûreté nucléaire (ASN)** et l'**Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN)** forment le dispositif dual sur lequel repose le système français de sûreté nucléaire et de radioprotection. L'ASN est une autorité administrative indépendante (AAI) qui assure le contrôle des activités nucléaires, mais également la délivrance de certaines autorisations ayant trait aux installations nucléaires et l'édiction de prescriptions techniques nécessaires pour un fonctionnement à un niveau optimal de sûreté. L'IRSN est un établissement public industriel et commercial (EPIC) en charge des activités d'expertise et de recherche en matière d'évaluation des risques et de sûreté nucléaire. Il assure un appui technique aux pouvoirs publics et à l'ASN.

Dans le cadre du projet de loi de finances pour 2016, les moyens dont dispose l'IRSN proviennent essentiellement de la subvention pour charges de service public (SCSP) inscrite principalement au programme 190 *Recherche dans les domaines de l'énergie, du développement et de la mobilité durables* pour une subvention totale de 178,3 millions d'euros pour 2016. Elle est complétée par une contribution des exploitants d'installations nucléaires de base (INB) pour 62,5 millions d'euros en 2016. Les moyens dont dispose l'ASN proviennent quant à eux de près de cinq programmes pour un montant total de 123 millions d'euros en 2015. Le principal d'entre eux est le programme 181 *Prévention des risques* dont les crédits s'élèvent en 2016 à 59,9 millions d'euros par rapport à 59,2 millions d'euros en 2015. **Ainsi, le budget dévolu pour le financement du contrôle de la sûreté nucléaire est reconduit à un niveau quasi identique en 2016 alors même que les besoins sont en nette augmentation.**

En effet, l'activité d'expertise et de contrôle en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection connaît un accroissement des besoins depuis plusieurs années avec des enjeux d'importance. **L'ASN et l'IRSN constatent d'un commun accord que le dispositif de contrôle va devoir être confronté dans un avenir très proche à des enjeux de sûreté et de radioprotection sans précédent, notamment par :**

– **le renforcement de la sûreté nucléaire** à la suite de l'accident nucléaire de Fukushima dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) ;

– **le vieillissement des centrales nucléaires** et l'instruction de la demande de prolongation de la durée de fonctionnement au-delà du quatrième réexamen décennal de sûreté ;

– **la mise en fonctionnement d'une nouvelle génération de réacteur dit Réacteur pressurisé européen (EPR)** en particulier sur le site de Flamanville 3 et la supervision des évaluations complémentaires à la suite des défauts constatés sur les cuves et les soupapes de sécurité ;

– **le développement d'un EPR dit nouveau modèle** prenant en compte les retours d'expériences des constructions actuelles ;

– **la montée en puissance de la problématique du démantèlement** avec la planification de la première fermeture à la suite du plafonnement de la capacité de production nucléaire ;

– **le développement du projet CIGEO** dans sa phase industrielle et l'assistance technique au législateur pour saisir les enjeux de réversibilité et de sûreté liés au projet.

Dans ces conditions, le Rapporteur spécial s'inquiète de l'insuffisance des moyens budgétaires mobilisés au regard des enjeux auxquels devront faire face l'ASN et l'IRSN. Il émet le souhait qu'une consolidation des moyens de financement des deux entités soit sérieusement envisagée, notamment par une

réforme du financement du contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection. Il n'est en effet pas envisageable que l'examen de la sûreté des installations nucléaires (ex. quatrième réexamen décennal) ou que l'état d'avancement de dossiers de demande d'autorisation (ex. ouverture de Flamanville ; homologation de l'EPR-NM ; etc.) soient ralentis en raison d'un manque de moyens humains et financiers auprès du régulateur. **Un rapport doit prochainement être remis au Parlement sur ce sujet, conformément à l'article 90 de la loi de finances pour 2015.**

III. LE RENFORCEMENT DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE RESTE UN LEVIER INDISPENSABLE ET COMPLÉMENTAIRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

La maîtrise de la consommation d'énergie constitue l'un des principaux piliers de la politique énergétique, réaffirmé dans la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte. L'article premier de la LTECV spécifie que l'objectif quantitatif en matière de consommation finale de l'énergie est *« de réduire la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012, en visant un objectif intermédiaire de 20 % en 2030. Cette dynamique soutient le développement d'une économie efficace en énergie, notamment dans les secteurs du bâtiment, des transports et de l'économie circulaire, et préserve la compétitivité et le développement du secteur industriel »*.

Le dernier bilan énergétique de la France établi par le Service de l'observation et des statistiques (SOeS) et publié en juillet 2015 établit qu'après deux décennies de croissance, la consommation finale énergétique de la France, corrigée des variations climatiques, a diminué entre 2002 et 2014. Une telle diminution traduit non seulement les mutations de l'économie française mais aussi le renforcement des politiques publiques en faveur de l'amélioration de l'efficacité énergétique de la France. La consommation finale énergétique est ainsi de 150,0 Mtep en 2014 alors qu'elle était de 159,2 Mtep en 2002.

La division par deux de la consommation énergétique finale d'ici 2050 implique une baisse annuelle moyenne de 1,2 %. En 2013 et 2014, la consommation énergétique finale a reculé en moyenne de seulement 0,7 % par an. La mise en œuvre des mesures prévues dans le cadre de la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte doit néanmoins permettre de contribuer à atteindre cet objectif.

1. La loi sur la transition énergétique pour la croissance verte renforce les outils en faveur de la rénovation énergétique des bâtiments

Le Plan de rénovation énergétique de l'habitat (PREH) a été mis en place en septembre 2013 afin de répondre aux objectifs fixés par le Président de la République de rénovation de 500 000 logements par an d'ici 2017, dont 380 000 pour le parc privé. La dynamique générée par la mise en place du PREH est accélérée par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte qui fixe des objectifs ambitieux pour le secteur du bâtiment notamment celui de **rénover énergétiquement 500 000 logements par an à compter de 2017, dont au moins la moitié est occupée par des ménages aux revenus modestes**, visant ainsi une baisse de 15 % de la précarité énergétique à l'horizon 2020.

La LTECV prévoit un certain nombre de mesures parmi lesquelles le **renforcement des plateformes territoriales de la rénovation énergétique** dont la vocation est de conseiller les particuliers sur les financements, le choix des artisans certifiés et la réalisation de diagnostics énergétiques. Elles constituent un guichet unique de la rénovation énergétique afin de fournir des conseils indépendants sur les plans technique et financier aux particuliers. Il s'agit d'enclencher la décision et d'inciter ces derniers à réaliser des travaux de rénovation énergétique.

La LTECV prévoit par ailleurs la création d'un **Fonds de garantie de la rénovation énergétique (FGRE)** pour faciliter l'accès des ménages au microcrédit et réaliser des travaux de rénovation énergétique. Elle ouvre également la possibilité pour **les sociétés de tiers-financement**, lorsqu'elles sont rattachées à une collectivité territoriale de tutelle, de réaliser des opérations de crédit directement au bénéficiaire pour financer des travaux dans un cadre prudentiel adapté. Il s'agit de permettre l'avance des fonds aux particuliers qui souhaitent engager des travaux pour améliorer l'efficacité énergétique de leur logement.

Ces mesures viennent en complément de dispositifs existants dont certains ont été renforcés pour atteindre les objectifs de rénovation énergétique du parc privé : le crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE), l'éco-prêt à taux zéro (éco-PTZ) et le taux réduit de TVA pour les travaux d'amélioration de la performance énergétique. D'autres dispositifs visent à cibler les ménages plus modestes tels que le programme « Habiter Mieux » de l'Agence nationale de l'habitat (ANAH).

Le **crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE)** ⁽¹⁾ a été simplifié par la loi de finances pour 2015 et permet désormais de bénéficier d'un taux de crédit d'impôt de 30 % quel que soit le type d'action réalisé et sans condition de réalisation d'un bouquet de travaux ni de condition de ressources. Le dispositif a également été élargi à de nouveaux équipements tels que les compteurs individuels pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire dans les copropriétés, les bornes de recharges des véhicules électriques en métropole, les protections solaires des parois opaques et vitrées ainsi que le raccordement au réseau de froid et les brasseurs d'air fixes dans les régions et départements d'outre-mer uniquement. La période d'application du dispositif devrait être prolongée jusqu'au 31 décembre 2016 par l'article 40 du projet de loi de finances pour 2016. Par ailleurs, certains paramètres du dispositif sont modifiés : il s'agit d'assurer l'acquisition uniquement des matériels les plus performants pour les chaudières, d'éviter le cumul avec d'autres formes de soutien public pour les équipements de production d'électricité à partir de l'énergie éolienne, et d'éviter le détournement du dispositif en excluant du CITE les équipements mixtes combinant un équipement éligible et un équipement non éligible à la seule fin de contourner l'exclusion de l'éligibilité au CITE.

Par ailleurs, le **principe de l'éco-conditionnalité du CITE et de l'éco-PTZ** est désormais effectif puisque pour être éligibles à ces deux dispositifs, les travaux doivent être réalisés par des entreprises possédant le **label Reconnu garant de l'environnement (RGE)** afin que les particuliers soient plus assurés de la qualité des prestations d'efficacité énergétique en rénovation. Au 31 août 2015, près de 47 000 entreprises étaient qualifiées RGE.

ÉVOLUTION DU CRÉDIT D'IMPÔT TRANSITION ÉNERGÉTIQUE (CITE)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Coût du CITE (en millions d'euros)	2 763	2 625	2 015	1 110	673	619	900	1 400
Nombre de bénéficiaires (en millions)	1,559	1,558	1,512	1,269	0,77	0,73	–	–

Source : *Voies et Moyens, Tome II.*

L'éco-prêt à taux zéro (éco-PTZ) ⁽²⁾ a pour objectif d'aider au financement des travaux d'amélioration de la performance énergétique des logements anciens construits avant le 1^{er} janvier 1990 et utilisés comme résidence principale. Il est accessible à tous, sans condition de ressources, et finance jusqu'à 30 000 euros de travaux. Il est disponible auprès des établissements de crédit ayant signé une convention avec l'État et peut être cumulé, sous certaines conditions, avec le CITE.

(1) *Crédit d'impôt pour dépenses d'équipements de l'habitation principale en faveur des économies d'énergie et du développement durable.*

(2) *Crédit d'impôt au titre d'une avance remboursable ne portant pas intérêt destinée au financement de travaux de rénovation afin d'améliorer la performance énergétique des logements anciens.*

ÉVOLUTION DE L'ÉCO-PRÊT À TAUX ZÉRO (ECO-PTZ)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Coût de l'éco-PTZ (en millions d'euros)	30	70	90	100	120	110	80
Nombre de bénéficiaires (en milliers)	80	41	34	34	31,2	–	–

Source : Voies et Moyens, Tome II.

La dépense fiscale due à l'éco-prêt à taux zéro est décalée d'un an par rapport au versement des prêts et étalée sur cinq ans. Pour 2016, la dépense fiscale est estimée à 80 millions d'euros, soit un net ralentissement après le pic observé en 2014 à 120 millions d'euros. Malgré des résultats encourageants au début de la mise en place du dispositif avec plus de 80 000 bénéficiaires en 2010, la dynamique ne s'est pas poursuivie les années suivantes. Le nombre de prêts est ainsi descendu à 31 000 en 2014 malgré le rétablissement de la possibilité de cumul de l'éco-PTZ avec le CITE.

Enfin, depuis le 1^{er} janvier 2014, les travaux d'amélioration de la performance énergétique éligibles au CITE, ainsi que les travaux induits qui leur sont indissociablement liés, bénéficient du **taux réduit de TVA à 5,5 %**.

ÉVOLUTION DU TAUX RÉDUIT DE TVA POUR LES TRAVAUX DE RÉNOVATION ÉNERGÉTIQUE

(en millions d'euros)

	2014	2015	2016
Coût application du taux réduit de TVA à 5,5 % pour les travaux de rénovation énergétique	730	1 120	1 120

Source : Voies et Moyens, Tome II.

Au total, les trois principales dépenses fiscales en faveur de la rénovation énergétique du parc résidentiel privé représentent près de 2,6 milliards d'euros en 2016 contre 1,5 milliard d'euros en 2015. L'effort engagé par les pouvoirs publics en faveur de l'efficacité énergétique du parc résidentiel se traduit par un quasi doublement des dépenses fiscales.

Le Rapporteur spécial insiste sur le fait que l'efficacité des dispositifs incitatifs pour le parc privé existants est désormais conditionnée à la stabilité des aides à la rénovation énergétique, elle-même réclamée par l'ensemble des acteurs impliqués.

Enfin, afin de lutter contre la précarité énergétique au sein des ménages modestes et des copropriétés dégradées, **le programme « Habiter Mieux » de l'Agence nationale de l'habitat (ANAH)** a été élargi avec notamment une revalorisation des plafonds de ressources des propriétaires occupants et l'ouverture du programme aux propriétaires bailleurs. Le montant de l'aide aux travaux du Fonds d'aide à la rénovation thermique (FART) évolue et est modulé selon les ressources des ménages : il passe à 1 600 euros pour les propriétaires modestes et 2 000 euros pour les très modestes en 2015 contre 3 000 euros en 2014.

2. Le déploiement des compteurs communicant doit permettre une utilisation plus intelligente et rationnelle de l'énergie

Le déploiement des **compteurs communicant** d'électricité (Linky) et de gaz (Gazpar) doit permettre aux ménages de suivre et de mieux maîtriser leur consommation énergétique. Ils constituent tous les deux la première brique de construction d'un réseau plus intelligent de maîtrise des consommations et des productions d'énergies.

La dynamique des réseaux intelligents s'est en effet accélérée avec les articles 199 et 200 de la LTECV qui prévoient **le développement d'expérimentations territoriales en matière de réseaux électriques intelligents**. ERDF a ainsi engagé un programme de recherche de près de 225 millions d'euros entre 2014 et 2017 en faveur des démonstrateurs de réseau intelligent, notamment le démonstrateur NiceGrid.

Linky est une nouvelle génération de compteurs d'électricité qualifiés de compteur communicant qui peut recevoir des ordres et envoyer des données sans l'intervention physique d'un technicien. Il permet aux consommateurs de suivre leurs consommations d'électricité en temps réel, de piloter la consommation des appareils électriques pour mieux maîtriser leur consommation et de recevoir des ordres d'effacement dans le cadre d'un contrat avec le fournisseur d'énergie.

Le déploiement de Linky doit permettre au gestionnaire du réseau de distribution, **Électricité réseau distribution France (ERDF)**, de répondre aux nouvelles exigences en matière de production et de consommation d'énergie – développement des réseaux intelligents d'électricité, développement des énergies renouvelables dans la production d'électricité – ainsi qu'aux évolutions réglementaires européennes et nationales. L'objectif est de remplacer 90 % des anciens compteurs dans **35 millions de foyers en France** d'ici à 2021. L'objectif intermédiaire est de remplacer près de 3 millions de compteurs à la fin de l'année 2016. **Le coût prévisionnel de mise en place du dispositif est estimé par ERDF à environ 5 milliards d'euros que le distributeur espère pouvoir financer par les gains offerts par les compteurs.**

Le déploiement de 35 millions de compteurs communicants est également un enjeu industriel et économique majeur pour l'entreprise car il devrait permettre de créer près de 10 000 emplois pour la fabrication et l'assemblage des matériels, le remplacement des compteurs par des entreprises de pose ainsi que le recyclage des matériels déposés. **L'entreprise a notamment mis en place des procédures de traitement des compteurs déposés et passé des marchés d'élimination des compteurs existants à des entreprises du secteur protégé. Le Rapporteur spécial soutient cette initiative en faveur de la responsabilité sociale et environnementale de l'entreprise.**

Gazpar est quant à lui le compteur communiquant pour le gaz naturel, déployé par **Gaz réseau distribution France (GRDF)**, qui a pour vocation de remplacer les anciens compteurs dans **11 millions de foyers en France**.

3. La troisième période des certificats d'économies d'énergie est complétée par la création d'une composante sociale

Le dispositif des **certificats d'économies d'énergie (CEE)** impose aux vendeurs d'énergie de réaliser des actions d'économies d'énergie. Les vendeurs d'énergie choisissent librement les actions qu'ils mettent en place afin d'atteindre leur objectif d'économies d'énergie et reçoivent en contrepartie des certificats d'économies d'énergie qu'ils peuvent acheter ou vendre de gré à gré.

Un objectif triennal de CEE est défini, puis réparti entre les opérateurs en fonction de leurs volumes de ventes. Les vendeurs d'énergie ne remplissant pas leurs obligations dans le délai imparti doivent payer une pénalité financière qui s'élève à 0,02 euro par kilowattheure (KWh) cumulés actualisés (cumac)⁽¹⁾.

Les CEE sont attribués en fonction des économies d'énergie engendrées par les opérations réalisées, couvrant l'ensemble des secteurs afin d'assurer un ciblage prioritairement vers les actions les plus rentables. Depuis la deuxième période, les CEE sont également attribués en contrepartie de la participation des vendeurs d'énergie à des programmes de réduction de la consommation énergétique des ménages les plus défavorisés ainsi que d'information, de formation et d'innovation en faveur de la maîtrise de la demande énergétique.

Les objectifs pour les deux premières périodes – soit un objectif total de 514 TWh cumac entre 2006 et 2014 – ont été largement dépassés : au 1^{er} janvier 2015, des économies d'énergie avaient été certifiées pour un volume de 612 TWh cumac. Les opérations réalisées sur les deux périodes vont permettre d'économiser sur leur durée de vie environ 4 mois de consommation française d'énergie, soit d'économiser pendant 14 années la consommation d'énergie d'une ville d'environ 1,5 million d'habitants. Pour la seule période 2011-2014, les économies réalisées représentent ainsi plus de 25 milliards d'euros d'investissements dans les travaux d'économies d'énergie et plus de 2 milliards d'euros d'économies annuellement pour les consommateurs.

Face au succès du dispositif, il a été décidé la mise en œuvre d'une troisième période d'obligations d'économies d'énergie du 1^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2017 avec un objectif de 700 TWh cumac, soit un doublement de l'objectif de deuxième période. La LTECV prévoit quelques évolutions du dispositif qui permettent notamment d'étendre de l'éligibilité aux sociétés publiques locales (SPL) proposant du tiers-financement, aux associations de collectivités locales et de bailleurs sociaux. Le Fonds de garantie pour la rénovation énergétique (FGRE) est également identifié par la loi comme un programme éligible.

(1) *Les économies d'énergie sont cumulées sur l'ensemble de la durée de vie de l'opération et exprimée en wattheure cumulés actualisés (Wh cumac).*

La loi prévoit enfin la mise en place d'une obligation spécifique à réaliser auprès de ménages en situation de précarité énergétique. L'obligation viendra s'ajouter au niveau des obligations précédemment définies pour des actions renforcées vers les ménages les plus précaires, avec éventuellement l'introduction d'une possibilité de fongibilité asymétrique des CEE précarité énergétique avec les CEE classiques. La mise en place du dispositif suppose toutefois au préalable la définition et la répartition des obligations supplémentaires, ainsi que l'identification des ménages concernés par la mesure.

4. La LTECV renforce les dispositifs d'effacement et d'interruptibilité pour les entreprises fortement consommatrices d'électricité

La loi du 15 avril 2013 a créé un nouveau cadre législatif favorable au développement des **effacements de consommation afin de rémunérer les industriels capables de diminuer leur puissance appelée avec un préavis très court.** Depuis 2012, les industriels ont la possibilité de participer aux appels d'offres effacement organisés par Réseau de transport d'électricité (RTE) soit en y participant directement, soit en contractualisant avec un agrégateur d'effacement participant à l'appel d'offres.

L'article 168 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte pérennise et renforce le dispositif existant. Il donne également une définition légale à l'effacement *« comme l'action visant à baisser temporairement, sur sollicitation ponctuelle envoyée à un ou plusieurs consommateurs finals par un opérateur d'effacement ou un fournisseur d'électricité, le niveau de soutirage effectif d'électricité sur les réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité d'un ou de plusieurs sites de consommation »*.

L'article 158 de la LTECV, codifié à l'article L. 321-19 du code de l'énergie, a renforcé le dispositif d'interruptibilité en permettant de relever le niveau de la rémunération pour les sites les plus exposés, potentiellement jusqu'à 120 euros par kilowattheures et d'augmenter le volume de l'appel d'offres. Il s'agit d'un service rendu, contre rémunération, par les sites de consommation qui peuvent interrompre leur consommation d'électricité avec un préavis court, et qui contribue à la réduction du risque de défaillance du système électrique. Deux arrêtés doivent être pris pour mettre en place le nouveau dispositif et ont fait l'objet d'une consultation ouverte ⁽¹⁾ :

– un arrêté afin de fixer le volume de capacités interruptibles à contractualiser par le gestionnaire du réseau public de transport, à l'issue d'un appel d'offres ;

(1) *Projet d'arrêté fixant les volumes de capacités interruptibles à contractualiser par le gestionnaire du réseau public de transport et projet d'arrêté fixant les conditions d'agrément, les modalités techniques générales et les conditions dans lesquelles le gestionnaire du réseau public de transport compense les consommateurs finals agréés.*

– un arrêté afin de fixer les conditions d'agrément des consommateurs finals à profil d'interruption instantanée, les modalités techniques générales de l'interruption instantanée et les conditions dans lesquelles le gestionnaire du réseau public de transport compense les consommateurs finals agréés.

IV. LA TARIFICATION DE L'ÉNERGIE DOIT PERMETTRE DE FINANCER LA TRANSITION SANS AGGRAVER LA PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE NI NUIRE À LA COMPÉTITIVITÉ DES ENTREPRISES

Au-delà des crédits budgétaires affectés au programme 174, la politique énergétique est principalement financée par une ressource extrabudgétaire, considérée comme une imposition innommée par le Conseil d'État, et assise sur les consommateurs d'électricité : la contribution au service public de l'électricité (CSPE). **Aussi la tarification de l'électricité est-elle un élément indispensable pour garantir et assurer le financement de notre politique énergétique et de la transition énergétique.**

Néanmoins, faire peser le financement de tout un pan de la politique énergétique sur les consommateurs a immédiatement pour corollaire de poser la question de la tarification de l'énergie, notamment pour les personnes en situation de précarité énergétique ou pour les entreprises dont la compétitivité économique dépend fortement du prix de l'énergie.

1. La contribution au service public de l'électricité doit évoluer pour permettre le financement de la transition énergétique vers les énergies renouvelables

La contribution au service public de l'électricité (CSPE) est une contribution acquittée par l'ensemble des consommateurs finals en fonction du nombre de kWh consommés permettant de financer les charges de service public de l'électricité. **Elle est fixée à 19,5 euros par mégawattheure depuis le 1^{er} janvier 2015 et devra augmenter de 3 euros par mégawattheure au 1^{er} janvier 2016.**

La CSPE a pour objet de compenser les surcoûts que supportent les opérateurs du fait de leurs obligations de service public, soit :

– **les surcoûts résultant de l'obligation d'achat de l'électricité produite par certains types d'installations** telles que les installations produisant de l'électricité d'origine renouvelable (éolien, photovoltaïque) ou les contrats d'achat de cogénération ;

– **les surcoûts de production dans les zones non interconnectées** (Corse ou départements d'outre-mer) par rapport au coût de production en France continentale ;

– les **coûts résultant de la mise en œuvre des tarifs sociaux de l'énergie**, et à terme la couverture des coûts résultant de la mise en œuvre du chèque énergie mis en place par la LTECV ;

– les **frais financiers des opérateurs qui supportent des charges de service public** et le remboursement de la dette accumulée auprès de l'opérateur historique ;

– **la moitié du budget du médiateur national de l'énergie.**

Le Rapporteur spécial rappelle que les recettes de la contribution n'ont pas toujours permis de couvrir les charges et qu'il en a résulté, pour certaines années, un déficit de compensation, supporté par EDF seulement puisque les entreprises locales de distribution (ELD) sont compensées pour l'intégralité des charges qu'elles supportent. **Fin 2014, le déficit de compensation pour EDF s'élevait à 5 592 millions d'euros.**

ÉVOLUTION DE LA CONTRIBUTION AU SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ PAR TYPES DE CHARGES COUVERTES

(en millions d'euros)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014 ⁽¹⁾	2015 ⁽¹⁾
Péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées	1 010,9	969,8	1 198,3	1 296,7	1 422,1	1 651,0	1 484,3
Contrats d'achat cogénération	950,4	823,1	801,7	743,8	546,9	412,1	460,1
Contrats d'achat énergies renouvelables	582,3	754,6	1 464,0	2 673,4	3 156,1	3 722,4	4 041,4
Autres contrats d'achats	51,8	44,6	36,8	22,3	7,2	4,9	4,9
Dispositions sociales	66,3	61,7	68,4	93,8	133,4	350,3	350,2
Charges totales hors déficit de compensation	2 661,6	2 653,8	3 569,2	4 260,8	5 265,7	6 185,7	6 340,9

Source : Commission de régulation de l'énergie (CRE).

(1) Estimations.

Au titre de l'année 2015, la CRE a estimé les charges prévisionnelles de service public à 6 341 millions d'euros. Dans ce montant, les obligations d'achat d'énergie renouvelable représentent le poste le plus important et le plus dynamique : 4 041 millions d'euros en 2015 contre seulement 582 millions d'euros en 2009. Viennent ensuite la péréquation tarifaire (1 484 millions d'euros), le soutien à la cogénération au gaz naturel (460 millions d'euros) et le financement du tarif social de l'électricité (350 millions d'euros).

Le Rapporteur spécial réitère, cette année encore, son souhait **de revoir le principe du financement par les seuls consommateurs d'électricité des charges de soutien aux énergies renouvelables compensées par la CSPE**. La CSPE actuelle est construite selon le principe que les consommateurs d'électricité paient pour les charges de service public de l'électricité. **Un élargissement de l'assiette de la CSPE supposerait un changement de logique auquel est favorable le Rapporteur spécial : il s'agirait de faire financer l'ensemble des coûts de la transition énergétique par l'ensemble des consommations d'énergie**. L'élargissement de l'assiette pourrait être réalisé à travers taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel (TICGN) ainsi que la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE), adossées à la trajectoire définie par la contribution climat énergie (CCE). **Une telle extension est d'autant plus réalisable actuellement en raison du coût particulièrement bas des énergies fossiles telles que le gaz naturel ou le fioul domestique.**

Il serait également favorable à une réintégration des charges financées par la CSPE au sein du budget de l'État, via non seulement une réintégration au sein du budget général des dépenses liées à la péréquation tarifaire ou aux tarifs sociaux de l'énergie, mais également par la création d'un compte d'affectation spéciale (CAS) pour les aides accordées au titre du soutien à la production d'énergies d'origine renouvelable. La réintégration serait conduite parallèlement à une fiscalisation de la CSPE vers la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE). Dans ce cadre, l'assiette de la TICFE devra être élargie pour couvrir toutes les puissances installées puisqu'elle ne s'applique aujourd'hui que pour les puissances supérieures à 250 kilovoltampères (kVA).

2. La politique de tarification des énergies ne doit pas aggraver la précarité énergétique des ménages les plus fragiles

La loi portant engagement national pour l'environnement du 10 juillet 2010 énonce une définition légale de la précarité énergétique : *« Est en situation de précarité énergétique au titre de la présente loi une personne qui éprouve dans son logement des difficultés particulières à disposer de la fourniture d'énergie nécessaire à la satisfaction de ses besoins élémentaires en raison de l'inadaptation de ses ressources ou de ses conditions d'habitat. »*

En 2015, près de 3,4 millions de ménages sont considérés en situation de précarité énergétique, au sens où leurs revenus sont inférieurs au seuil de pauvreté et que leurs dépenses énergétiques sont élevées et supérieures à la médiane nationale.

a. La création d'un chèque énergie doit venir soutenir les ménages les plus modestes à régler leur facture d'énergie

La loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes a introduit plusieurs dispositions ayant pour objet d'étendre le bénéfice des tarifs sociaux. Par cette extension, **le nombre de ménages potentiellement éligibles aux tarifs sociaux a été porté à 5,5 millions de bénéficiaires**, dont 4,1 millions effectivement identifiés par les organismes d'assurance-maladie ou l'administration fiscale. Le dispositif des tarifs sociaux représente une aide moyenne de 125 euros par ménage, soit 10 % de la facture d'énergie annuelle d'un ménage situé dans le premier décile de niveau de vie.

Le financement des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz repose sur deux contributions. Pour l'électricité, il s'agit d'une part de la **contribution pour le service public de l'électricité (CSPE)**, à hauteur de 320 millions d'euros en 2015. Pour le gaz, il s'agit de la **contribution au tarif spécial de solidarité applicable au gaz naturel (CTSS)**, à hauteur de 110 millions d'euros en 2015.

Dans la mise en œuvre concrète, et malgré les élargissements des critères et la mise en œuvre d'actions volontaristes, **le dispositif des tarifs sociaux de l'énergie peine à atteindre l'ensemble des ménages en situation de précarité**. Consciente des limites des tarifs sociaux actuels, **la LTEVC met en place un chèque énergie dédié au paiement des factures d'énergie** du logement indépendamment des moyens de chauffage utilisés. Il a vocation à se substituer aux tarifs sociaux de l'électricité et du gaz.

Il profitera à tous les consommateurs d'énergie en situation de précarité énergétique (y compris ceux qui se chauffent au fioul ou au bois) et son utilisation pourra aller au-delà du seul paiement des factures. Il pourra en effet contribuer au paiement de travaux d'amélioration de la qualité environnementale du logement.

La loi prévoit de faire reposer l'éligibilité au chèque énergie sur un seuil de revenu fiscal de référence par ménage. Le Gouvernement a toutefois émis le souhait de le définir à un niveau cohérent avec l'objectif de 4 millions de ménages bénéficiaires au niveau national. **Le chèque énergie sera mis en place en 2016 dans le cadre d'une expérimentation en vue de sa généralisation au plus tard en 2018.**

b. Les tarifs réglementés protègent les particuliers contre les fluctuations des prix du marché de l'énergie

Depuis l'ouverture du marché en 2007, coexistent sur le marché deux systèmes de prix du gaz et de l'électricité en France :

– **les tarifs réglementés** proposés par les fournisseurs historiques et arrêtés à travers l'application d'une méthode de calcul par les pouvoirs publics ;

– **les prix négociés**, proposés par l'ensemble des fournisseurs – historiques et alternatifs – librement fixés entre ces derniers et les clients ayant choisi de recourir à une offre de marché.

La construction des **tarifs réglementés de vente du gaz naturel** est fixée par l'article L. 445-3 du code de l'énergie qui prévoit que les tarifs doivent couvrir les coûts d'approvisionnement ainsi que les coûts hors approvisionnement tels que les coûts d'acheminement notamment liés aux investissements dans les réseaux, les coûts de stockage et les coûts de commercialisation. La méthode de fixation des tarifs réglementés de vente du gaz naturel a été réformée par le décret n° 2013-400 du 16 mai 2013 introduisant notamment la réalisation d'un audit annuel par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) des coûts d'approvisionnement et hors approvisionnement des fournisseurs ou encore la fixation par arrêté de la formule tarifaire et du mode de calcul des coûts hors approvisionnement après avis de la CRE pour chaque fournisseur historique avant le 1^{er} juillet.

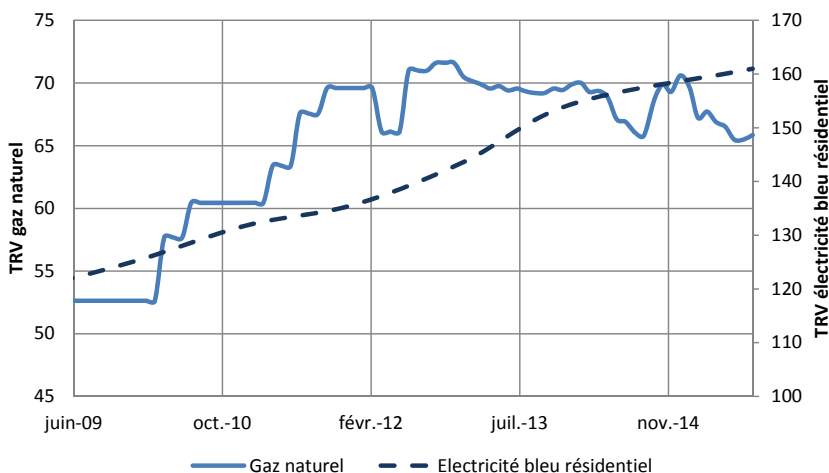
ÉVOLUTION DES TARIFS DU GAZ NATUREL ET DE L'ÉLECTRICITÉ

Entre juin 2014 et septembre 2015, les tarifs réglementés du gaz naturel de l'opérateur historique pour les clients raccordés au réseau de distribution ont légèrement baissé. Il en résulte une économie de l'ordre de 22 euros par an pour un consommateur chauffé au gaz naturel.

À l'inverse, les tarifs réglementés de l'électricité de l'opérateur historique pour les clients au tarif bleu résidentiel poursuivent leur augmentation. Le prix hors taxes de l'électricité a augmenté au 1^{er} août 2015 de 2,5 % pour le tarif bleu (ménages résidentiels), de 0,9 % pour le tarif jaune (consommateurs raccordés en basse tension, dont la puissance maximale souscrite est strictement supérieure à 36 kVA) et de 4,0 % pour le tarif vert (consommateurs raccordés en haute tension). Par ailleurs, la contribution au service public de l'électricité (CSPE) a augmenté de 3 euros/MWh au 1^{er} janvier 2015 pour atteindre un niveau de 19,50 euros/MWh.

Evolution des tarifs réglementés de vente (TRV)

(en euros / MWh)



La construction des **tarifs réglementés de vente de l'électricité** est la résultante de trois composantes : une part acheminement, une part fourniture comprenant les coûts de commercialisation du fournisseur ainsi que ses coûts d'approvisionnement en énergie, et une part liée à la fiscalité. La part acheminement résulte de l'application directe des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) fixé de manière à couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires du réseau public de transport et de distribution. La part fiscalité comprend actuellement quatre taxes et contributions portant sur l'électricité : la contribution tarifaire d'acheminement (CTA), la contribution au service public de l'électricité (CSPE), la taxe sur la consommation finale d'électricité (TCFE) ainsi que la taxe sur la valeur ajoutée (TVA). La part acheminement et la part fiscalité sont identiques quel que soit le fournisseur d'électricité.

L'article L. 337-6 du code de l'énergie, modifié par l'article 151 de la LTECV, prévoit désormais que les tarifs réglementés de vente de l'électricité sont déterminés en référence aux coûts supportés par un fournisseur, qui s'approvisionne auprès de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) et au prix de marché. Ils ne visent plus à couvrir les coûts comptables complets supportés par l'opérateur historique et reflètent pour partie les prix de marché. Ainsi, les tarifs réglementés sont calculés comme l'addition du coût de l'ARENH, du coût du complément d'approvisionnement, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture. Le décret n° 2014-1250 du 28 octobre 2014 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité intègre la nouvelle formule tarifaire.

3. La tarification de l'énergie ne doit pas nuire à la compétitivité des entreprises notamment électro-intensives

Les entreprises électro-intensives bénéficient d'un certain nombre d'aménagements leur permettant de maintenir leur compétitivité en dépit d'une hausse relativement importante du prix de l'énergie au cours des dernières années. De même, l'ouverture à la concurrence pour les professionnels de la tarification de l'énergie devrait permettre à court terme une diminution d'une partie de la facture énergétique des entreprises.

a. L'ouverture à la concurrence pour les professionnels des tarifs réglementés de vente doit conduire à une diminution des prix

Pour se mettre en conformité avec le droit européen, les tarifs réglementés du gaz et de l'électricité doivent progressivement disparaître pour les consommateurs professionnels. L'ouverture au marché et à la concurrence doit, à court terme, permettre une diminution des prix en matière de fourniture d'énergie.

La loi n° 2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation a introduit la suppression progressive des **tarifs réglementés de vente de gaz naturel** des consommateurs non résidentiels dont le niveau de consommation excède 30 mégawattheures par an. La suppression légale des tarifs réglementés de vente s'est engagée le 19 juin 2014 pour les plus gros consommateurs et s'achèvera pour les clients concernés le 31 décembre 2015. La loi prévoit toutefois la mise en place d'une offre de marché transitoire, destinée à garantir la continuité de fourniture pendant six mois pour les clients qui n'auraient pas opté pour une offre de marché avant l'échéance de leur tarif réglementé. Les fournisseurs ont également l'obligation d'informer les consommateurs par courrier de la date d'échéance du contrat de fourniture de gaz naturel au tarif réglementé de vente et de la nécessité de recourir avant la date limite à une offre de marché. **Au mois d'août 2015, il restait 44 000 consommateurs sur les 59 000 concernés par l'échéance de fin d'année.**

La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité prévoit que les **tarifs réglementés de vente de l'électricité** pour les gros consommateurs d'une puissance souscrite supérieure à 36 kilovoltampère seront également supprimés au 1^{er} janvier 2016. Les consommateurs d'électricité qui bénéficient du tarif jaune avec une puissance souscrite inférieure à 36 kVA sont également concernés. **Sur la base des estimations de la CRE, environ 385 000 sites doivent encore passer en offre de marché au 1^{er} janvier 2016.**

La CRE estime ainsi que les autorités publiques n'ont pas mis en œuvre de communication suffisante afin d'informer les consommateurs des échéances, ce qui se traduit, en particulier en électricité, par une faible connaissance des enjeux de la part des entreprises concernées.

b. L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique permet aux électro-intensifs de bénéficier d'un approvisionnement compétitif en électricité

La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME) permet à tous les consommateurs en France de bénéficier d'un approvisionnement compétitif en électricité, basé sur les coûts de production du parc nucléaire historique, quel que soit leur fournisseur, grâce à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH).

L'ARENH est une option pour les consommateurs qui peuvent décider d'avoir recours à un prix de marché lorsque ces derniers sont inférieurs à l'ARENH. Lorsque les prix de marché remontent, les consommateurs ont l'assurance d'un approvisionnement compétitif grâce à l'ARENH. Depuis le 1^{er} janvier 2012, le prix de l'ARENH s'élève à 42 euros par MWh.

c. La loi pour la transition énergétique introduit des exonérations de tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité pour les entreprises électro-intensives

Compte tenu des effets positifs sur la stabilité et l'optimisation du système électrique des sites fortement consommateurs d'électricité ayant une consommation stable et prévisible, l'article 156 de la LTECV codifié à **l'article L. 351-1 du code de l'énergie, définit un statut pour les entreprises fortement consommatrices d'électricité et prévoit qu'elles puissent bénéficier « pour tout ou partie de leurs sites, de conditions particulières d'approvisionnement en électricité »**. En contrepartie, les entreprises concernées devront s'engager à adopter les meilleures pratiques en termes de performance énergétique. Un décret doit venir définir les différentes catégories de bénéficiaires et les contreparties attendues en termes de performance énergétique.

Le projet de décret relatif au statut d'électro-intensif et à la réduction de tarif d'utilisation du réseau public de transport accordée aux sites fortement consommateurs d'électricité a été soumis à la consultation des parties prenantes le 22 septembre 2015 pour une mise en œuvre au 1^{er} janvier 2016. ⁽¹⁾

Le titre I du projet de décret définit en conséquence, en fonction de leur niveau d'électro-intensité, exprimée en kWh par euro de valeur ajoutée, et de leur exposition à la concurrence internationale :

– les sites hyper électro-intensifs dont le niveau d'électro-intensité est supérieur à 6 kilowattheures par euro de valeur ajoutée et dont l'exposition à la concurrence internationale est supérieure à 25 % ;

– les entreprises électro-intensives dont le niveau d'électro-intensité est supérieur à 2,5 kilowattheures par euro de valeur ajoutée et dont l'exposition à la concurrence internationale est supérieure à 4 %.

L'article 157 de la LTECV, codifié à l'article L. 341-4-2 du code de l'énergie, pérennise quant à lui le principe d'une réduction du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) pour les sites fortement consommateurs d'électricité qui rendent un service au système électrique du fait de leur profil de consommation prévisible et stable ou anticyclique. La réduction est toutefois plafonnée par souci de protection des autres consommateurs : le niveau du plafond varie selon la nature des sites concernés, et tient compte des enjeux de compétitivité du tissu industriel. Les sites hyper électro-intensifs éligibles peuvent ainsi, selon les termes de la loi, bénéficier d'une réduction de TURPE jusqu'à 90 %, en fonction du service rendu au réseau. Un décret doit venir définir les modalités d'application de cet article.

Le titre II du projet de décret définit les conditions d'éligibilité à un abattement du TURPE ainsi que les taux de réduction associés en fonction de critères techniques d'utilisation du réseau et des catégories auxquels appartiennent les éligibles. **La CRE a estimé le coût de la mesure autour de 120 à 150 millions d'euros en année pleine.**

Enfin, l'article 162 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit que le Gouvernement remette au Parlement, d'ici le 1^{er} octobre 2015, « un rapport évaluant l'intérêt d'adopter des mesures financières de compensation en faveur des secteurs ou des sous-secteurs considérés comme exposés à un risque significatif de fuite de carbone en raison des coûts liés aux émissions répercutés sur les prix de l'électricité ».

(1) *Projet de décret définissant les critères que doivent vérifier les entreprises grandes consommatrices, notamment en termes de performance énergétique, et le niveau des réductions du tarif de transport d'électricité mis en consultation le 22 septembre 2015.*

<http://www.developpement-durable.gouv.fr/Mise-en-consultation-de-textes-d.html>

SECONDE PARTIE – LE COMPTE D’AFFECTATION SPÉCIALE FINANCEMENT DES AIDES AUX COLLECTIVITÉS POUR L’ÉLECTRIFICATION RURALE

Le compte d’affectation a été créé par la loi n° 2011-1978 du 28 décembre 2011 de finances rectificative pour 2011 et retrace :

– en recettes : les contributions dues par les gestionnaires des réseaux publics de distribution en application du I bis de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales ;

– en dépense : les aides liées au financement d'une partie du coût des travaux de développement et d'adaptation des réseaux ruraux de distribution publique d'électricité, prévues aux septième et huitième alinéas du I du même article L. 2224-31, ainsi que les frais liés à la gestion de ces aides.

I. L’ÉQUILIBRE BUDGÉTAIRE DU COMPTE SEMBLE ASSURÉ POUR L’ANNÉE 2016

Les règles de gestion d’un CAS imposent que les dépenses (en termes d’autorisations d’engagements (AE) et de crédits de paiement (CP)) suivent le rythme et le niveau des recettes constatées dans l’année. **Il convient dès lors que le niveau des recettes qui seront collectées en 2016 soit au moins égal au niveau des dépenses qui seront réalisées en 2016**, c’est-à-dire les dépenses de l’année 2016 et celles des années antérieures s’agissant d’un programme dont les travaux peuvent se dérouler sur plusieurs années.

En recettes, l’article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales définit les modalités de calcul de la **contribution due par les gestionnaires de réseaux publics de distribution de l’électricité**. Cette contribution est assise sur le nombre de kilowattheures (kWh) distribués à des clients finals à partir des ouvrages exploités en basse tension l’année précédant celle du versement de la contribution.

Le taux de la contribution est fixé annuellement par un arrêté des ministres chargés du budget et de l’énergie. **L’arrêté du 2 septembre 2015 fixe le taux de cette contribution** à 0,038759 centime d’euro par kWh pour les communes de moins de 2 000 habitants et de 0,193797 centime d’euro par kWh pour les autres communes.

Pour 2016, la contribution doit venir abonder le CAS FACÉ pour un montant de 377 millions d’euros, soit à un niveau similaire à 2015 et 2014.

En dépense, le CAS FACÉ s'organise en deux programmes : le **programme 793 Électrification rurale** pour un montant de **369,6 millions d'euros** (soit 98 % des dépenses du compte), et le **programme 794 Opérations de maîtrise de la demande d'électricité, de production d'électricité par des énergies renouvelables ou de production de proximité dans les zones non interconnectées, déclarations d'utilité publique et intempéries** pour un montant de **7,4 millions d'euros** (soit 2 % des dépenses du compte).

ÉVOLUTION DES CRÉDITS DU COMPTE D'AFFECTATION SPÉCIALE FINANCEMENT DES AIDES AUX COLLECTIVITÉS POUR L'ÉLECTRIFICATION RURALE (CAS FACÉ)

(en millions d'euros)

	2015	2016
Programme 793 Électrification rurale	369,6	369,6
Renforcement des réseaux	184	184
Extension des réseaux	46,7	46,7
Enfouissement et pose en façade	55,5	55,5
Sécurisation des fils nus	39	39
Sécurisation des fils nus de faible section	42	42
Fonctionnement	1,4	1,4
Déclaration d'utilité publique	0,5	0,5
Intempéries	0,5	0,5
Programme 794 Opération de maîtrise de la demande d'électricité (...) (1)	7,4	7,4
Sites isolés	2	2
Installations de proximité en zone non interconnectée	4	4
Maîtrise de la demande d'énergie	1,4	1,4
Déclaration d'utilité publique	-	-
Intempéries	-	-
Compte d'affectation spéciale FACÉ	377	377

Source : projet annuel de performances pour 2016 (PAP).

(1) Programme 794 Opération de maîtrise de la demande d'électricité, de production d'électricité par des énergies renouvelables ou de production de proximité dans les zones non interconnectées, déclarations d'utilité publique et intempéries.

En conséquence, l'équilibre budgétaire est assuré pour 2016, sous réserve que les crédits mobilisés soient effectivement dépensés en exécution budgétaire. Ainsi, en 2014, les dépenses se sont élevées à 309,6 millions d'euros en autorisations d'engagement (AE) et à 250,8 millions d'euros en crédits de paiement (CP), soit à un niveau nettement inférieur aux 377 millions d'euros programmés.

II. LES CRÉDITS BUDGÉTAIRES DU COMPTE SONT INTÉGRALEMENT RECONDUITS

Le CAS FACÉ s'organise en deux programmes : le programme 793 *Électrification rurale* et le programme 794 *Opérations de maîtrise de la demande d'électricité, de production d'électricité par des énergies renouvelables ou de production de proximité dans les zones non interconnectées, déclarations d'utilité publique et intempéries*.

Le **programme 793 *Électrification rurale*** est la traduction financière du soutien aux actions de renforcement du réseau d'électrification rurale prévues au septième alinéa du I de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales (CGCT). Il se répartit au sein de diverses actions visant des finalités spécifiques : renforcements des réseaux ; extensions des réseaux ; enfouissement et pose en façade ; sécurisation fils nus et sécurisation des fils nus de faible section ; déclarations d'utilité publique très haute tension (DUP-THT) concernant les aides versées en contrepartie des contraintes liées à la création d'une ligne très haute tension ; et intempéries concernant le renforcement anticipé de réseaux altérés par d'éventuelles intempéries.

Pour 2016, les crédits du programme 793 *Électrification rurale*, principal programme du compte, s'élèvent à de 369,6 millions d'euros comme en 2015.

Le **programme 794 *Opérations de maîtrise de la demande d'électricité, de production d'électricité par des énergies renouvelables ou de production de proximité dans les zones non interconnectées, déclarations d'utilité publique et intempéries*** finance les actions ponctuelles intervenant sur le réseau de distribution d'électricité, menées au titre du huitième alinéa du I de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales. L'objectif premier de ce programme est le financement d'unités de production décentralisées d'électricité, notamment dans les départements et régions d'outre-mer. Il favorise également la production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables, pour éviter des extensions trop coûteuses des réseaux.

Par ailleurs, ce programme permet également d'encourager diverses actions, dont le bien-fondé fait l'objet d'un examen au cas par cas : installation de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables au bénéfice de sites isolés hors DROM ; ou encore des actions de maîtrise de l'énergie permettant de différer voire d'éviter une solution classique d'extension ou de renforcement des réseaux.

Pour 2016, les crédits du programme 794 s'élèvent à 7,4 millions d'euros comme en 2015.

EXAMEN EN COMMISSION

Après les auditions de Mme Ségolène Royal, ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie et de M. Alain Vidalies, secrétaire d'État aux transports, à la mer et à la pêche (voir le compte rendu de la commission élargie du 5 novembre 2015 à 15 heures ⁽¹⁾), la commission des finances examine les crédits de la mission Écologie, développement et mobilité durables.

La commission examine l'amendement n° II-CF396 de M. Marc Goua.

M. Marc Goua, rapporteur spécial. Cet amendement vise à rétablir les crédits budgétaires du centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique (CITEPA) à un niveau identique à celui de la loi de finances initiale pour 2015. Alors que le CITEPA est un acteur majeur de la lutte contre le changement climatique, l'importance des restrictions budgétaires proposées ne lui permettrait plus de réaliser l'intégralité de ses missions. Cette situation, l'année où la France organise la COP 21, serait très regrettable. C'est pourquoi je vous propose de rétablir la dotation du CITEPA en l'augmentant de 140 000 euros.

*La commission **adopte** l'amendement n° II-CF396.*

*Puis, suivant l'avis favorable de M. Marc Goua, M. Jean-Claude Buisine, M. Jean-Claude Fruteau, M. Alain Rodet et M. Olivier Faure, rapporteurs spéciaux, et malgré l'avis défavorable de M. Hervé Mariton, rapporteur spécial, la Commission **adopte** les crédits de la mission Écologie, développement et mobilité durables **modifiés**.*

*La commission **adopte** ensuite, suivant l'avis favorable de M. Jean-Claude Fruteau, rapporteur spécial, le budget annexe contrôle et exploitation aériens, puis suivant les avis favorables de MM. Marc Goua, Alain Rodet et Olivier Faure, rapporteurs spéciaux, elle **adopte** les crédits des comptes spéciaux Financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale, Aides à l'acquisition de véhicules propres et Services nationaux de transport conventionnés de voyageurs.*

*

* *

(1) http://www.assemblee-nationale.fr/14/budget/plf2016/commissions_elargies/

ANNEXE :
LISTE DES DÉPLACEMENTS ET AUDITIONS
RÉALISÉS PAR LE RAPPORTEUR SPÉCIAL

Commissariat général à l’investissement

- M. Thierry Francq, commissaire général adjoint
- M. Ivan Fauchoux, directeur de programme *Énergie, économie circulaire*

Autorité de sûreté nucléaire (ASN)

- M. Pierre-Franck Chevet, président
- M. Jean-Christophe Niel, directeur général
- M. Alain Delmestre, directeur général adjoint

Commissariat à l’énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA)

- M. Daniel Verwaerde, administrateur général
- M. Christophe Gégout, administrateur général adjoint
- M. Jean-Pierre Vigouroux, chef du Service des Affaires publiques – chargé des relations avec le Parlement

ATMO France

- M. Bernard Garnier, président d’Atmo France, vice-président Air Pays de la Loire
- M. Guy Bergé, trésorier d’Atmo France, président d’Air Lorraine
- Mme Anne Laborie, secrétaire générale d’Atmo France

APE

- M. Alexis Zajdenweber, directeur de participations énergie
- M. Thomas Gosset, directeur de participations adjoint
- M. Sylvain Gariel, chargé de participations

Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA)

- M. Pierre-Marie Abadie, directeur général
- Mme Gaëlle Saquet, secrétaire générale

AIRPARIF

- M. Jean-Félix Bernard, président
- M. Frédéric Bouvier, directeur

Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)

- M. Laurent Michel, directeur général
- M. Frédéric Boudier, sous-directeur des affaires générales et de la synthèse

Électricité réseau distribution France (ERDF)

- M. Pierre Guelman, directeur des affaires publiques
- M. Philippe Monloubou, président du directoire
- M. Éric Peltier, chef du pôle études et appui

Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME)

- M. Fabrice Boissier, directeur général délégué
- M. François Moissan, directeur exécutif stratégie, recherche et international
- M. Rémi Chabrilat, directeur productions et énergies durables

Syndicat des énergies renouvelables

- M. Jean-Louis Bal, président
- M. Damien Mathon, délégué général
- Mme Delphine Lequatre, responsable du service juridique
- M. Alexandre de Montesquiou, consultant

Union française de l'électricité

- M. Robert Durtilly, président
- Mme Anne Chenu, déléguée générale

EDF

- M. Thomas Piquemal, directeur financier
- Mme Véronique Loy, directrice adjointe des affaires publiques
- M. Xavier Girre, directeur financier

CITEPA

- M. Jérôme Boutang, directeur général
- Mme Nadine Allemand, directrice adjointe
- M. Jean-Pierre Chang, responsable de département

Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN)

- M. Jacques Repussard, directeur général
- M. Côme Sevaistre, consultant
- Mme Audrey Lebeau-Live, chargée de mission, ouverture à la société, à la direction de la stratégie, du développement et des relations extérieures

Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie (MEDDE)

- M. Guillaume Leforestier, directeur adjoint du cabinet et conseiller budgétaire
- M. Antoine Pellion, conseiller technique énergie du cabinet

Areva

- M. Philippe Knoche, directeur général
- Mme Magali Smets, directrice de la stratégie
- M. Guillaume Renaud, responsable des relations institutionnelles

Commission de régulation de l'énergie (CRE)

- M. Philippe de Ladoucette, président
- M. Jean-Yves Ollier, directeur général
- Mme Olivia Fritzinger, chargée des relations institutionnelles et de la communication
- M. Christophe Leininger, directeur du développement des marchés

Réseau de transport d'électricité (RTE)

- M. François Brottes, président
- M. Vincent Thouvenin, directeur tarif, régulation, économie, finances au sein de la direction des finances de RTE
- M. Nicolas Beaulaton, directeur de cabinet