



ETUDE D'IMPACT

PROJET DE LOI

**METTANT FIN A LA RECHERCHE AINSI QU'A L'EXPLOITATION DES
HYDROCARBURES CONVENTIONNELS ET NON CONVENTIONNELS
ET PORTANT DIVERSES DISPOSITIONS RELATIVES A L'ENERGIE ET A
L'ENVIRONNEMENT**

NOR : TRES1722331L/Bleue-1

5 septembre 2017

INTRODUCTION GÉNÉRALE	4
Tableau récapitulatif des textes d'application du projet de loi	6
Tableau synoptique des consultations	7
Chapitre I^{er} – Arrêt de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures	8
Chapitre VI – Dispositions relatives à l'application outre-mer	8
1. État des lieux et diagnostic	8
2. Objectifs poursuivis	10
3. Nécessité de légiférer.....	12
4. Analyse des impacts des dispositions envisagées	13
5. Consultations menées	21
6. Modalités d'application	21
Chapitre II : Dispositions relatives aux stockages et aux consommateurs de gaz	22
1. État des lieux et diagnostic	22
2. Objectifs poursuivis	24
3. Nécessité de légiférer et options	26
4. Analyse des impacts des dispositions envisagées	26
5. Consultations menées	27
6. Modalités d'application	28
Chapitre III – Dispositions relatives aux relations entre fournisseurs et gestionnaires de réseaux	29
1. État des lieux et diagnostic	29
2. Objectifs poursuivis	29
3. Nécessité de légiférer et options	29
4. Analyse des impacts des dispositions envisagées	29
5. Consultations menées	30
6. Modalités d'application	30
Chapitre IV - Dispositions relatives aux contrôles des biocarburants	31
1. État des lieux et diagnostic	31
2. Objectifs poursuivis	32
3. Nécessité de légiférer et options	32
4. Analyse des impacts des dispositions envisagées	32
5. Consultations menées	33
6. Modalités d'application	33

Chapitre V - Dispositions relatives à la réduction des émissions de certains polluants atmosphériques	34
1. État des lieux et diagnostic	34
2. Objectifs poursuivis	35
3. Nécessité de légiférer et options	35
4. Analyse des impacts des dispositions envisagées	35
5. Consultations menées	35
6. Modalités d'application	36
ANNEXE : Modalités d'application du projet de loi pour les territoires outre-mer	37

INTRODUCTION GÉNÉRALE

La politique énergétique de la France vise à favoriser le développement des énergies renouvelables et à réduire la consommation des énergies fossiles, au nombre desquelles figurent les hydrocarbures liquides et gazeux, afin de contribuer à l'objectif de lutte contre le changement climatique qui doit permettre de maintenir le réchauffement de la planète en dessous de 1,5/2°C. Cette politique vise également à assurer la sécurité d'approvisionnement et à garantir la compétitivité des prix de l'énergie.

Pour atteindre ces objectifs, l'essentiel des réserves d'hydrocarbures déjà identifiées à l'échelle planétaire devra rester dans le sous-sol. L'exploration d'aujourd'hui aboutira à une production d'hydrocarbures dans quinze ou vingt ans seulement. Or la politique énergétique volontariste menée depuis plusieurs années et qui a vocation à se poursuivre aura conduit à une réduction importante de la part des hydrocarbures dans notre mix énergétique d'ici 2040/2050.

Par ailleurs, alors que les gisements actuellement exploités s'amenuisent (déclin de l'ordre de 5 à 10% par an¹), ne plus délivrer de nouveaux permis d'exploration conduira à une extinction progressive de la production nationale résiduelle d'hydrocarbures, qui est déjà à un niveau très faible puisqu'elle représente aujourd'hui moins de 1% de notre consommation. Les efforts menés en faveur de la transition énergétique conduisent également à réduire cette production nationale à un rythme plus soutenu que le déclin naturel des gisements et en même temps à poursuivre les efforts pour développer les énergies renouvelables et réduire de manière significative notre consommation en énergies fossiles.

Dans ce contexte, il n'est pas opportun de poursuivre l'exploration des hydrocarbures pour découvrir toujours plus de réserves à produire dans les décennies à venir. C'est pourquoi il a été décidé de ne plus attribuer de nouveaux permis d'exploration d'hydrocarbures sur l'ensemble du territoire national.

Ce faisant la loi met en œuvre une action importante, tant en elle-même que par sa portée d'exemplarité et d'entraînement, pour la lutte contre le changement climatique, élément clé de la protection de l'environnement, de la santé humaine et de la biodiversité, la protection de l'environnement étant inscrite dans la Charte de l'environnement adoptée en 2005. Le réchauffement climatique touche toutes les régions du monde. Fonte des glaces, élévation du niveau des mers, modification des précipitations, conditions météorologiques extrêmes plus fréquentes ont une incidence sur l'environnement (épisodes de sécheresse ou inondations suivant les régions), et donc sur l'agriculture, sur la santé humaine ou la vie sauvage².

Le chapitre I^{er} et le chapitre VII du projet de loi mettent en œuvre l'axe 9 du Plan Climat du Gouvernement du 6 juillet 2017 : « laisser les hydrocarbures dans le sous-sol ».

¹ Source : projections de production après analyse des données fournies par les opérateurs, direction générale de l'énergie et du climat

² Les Conséquences du réchauffement climatique, site de la Commission Européenne : https://ec.europa.eu/clima/change/consequences_fr

Les chapitres II à V du projet de loi contiennent diverses dispositions permettant de mieux protéger les consommateurs d'énergie afin :

- d'autoriser le gouvernement à légiférer par ordonnance pour prendre des dispositions concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel des consommateurs français, et en particulier la mise en place d'une régulation pour les infrastructures de stockages souterrains de gaz permettant de mieux garantir la disponibilité du gaz en hiver, tout en maîtrisant le coût de cette sécurité pour les consommateurs ;
- de préciser la compétence de la Commission de régulation de l'énergie en matière de rémunération des prestations de gestion de clientèle effectuées par les fournisseurs d'énergie pour le compte des gestionnaires de réseau de distribution, afin que cette rémunération soit fixée de manière transparente pour tous les fournisseurs, et n'induisse pas de surcoût pour les consommateurs ;
- d'assurer la transposition des dispositions de la directive européenne (UE) 2015/1513 du Parlement européen et du Conseil du 9 septembre 2015 modifiant la directive 98/70/CE concernant la qualité de l'essence et des carburants diesel et modifiant la directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables qui relèvent de la loi, et permettent d'assurer la qualité des biocarburants, tant en termes de réduction de leur empreinte carbone que de critères de durabilité.

Enfin, le chapitre VI du projet de loi assure la transposition des dispositions de la directive européenne (UE) 2016/2284 du Parlement européen et du Conseil du 14 décembre 2016 concernant la réduction des émissions nationales de certains polluants atmosphériques, modifiant la directive 2003/35/CE et abrogeant la directive 2001/81/CE.

Tableau récapitulatif des textes d'application du projet de loi

ARTICLES	TEXTES D'APPLICATION	ADMINISTRATION COMPETENTE
Article 4	Ordonnances	MTES/DGEC
Article 6	Décret en Conseil d'État	MTES/DGEC

Tableau synoptique des consultations

Dispositions	Contenu	Instance concernée
Chapitre I Articles 1, 2, 3 Chapitre VI Article 8	Arrêt de l'exploitation des hydrocarbures Dispositions relatives à l'application outre-mer	Conseil National de la Transition Écologique Conseil National d'Évaluation des Normes
Chapitre II Article 4	Dispositions relatives aux stockages et aux consommateurs de gaz	Conseil National de la Transition Écologique Conseil National d'Évaluation des Normes
Chapitre III Article 5	Dispositions relatives aux relations entre fournisseurs et gestionnaires de réseaux	Conseil National de la Transition Écologique Conseil National d'Évaluation des Normes
Chapitre IV Article 6	Dispositions relatives aux contrôles des biocarburants	Conseil National de la Transition Écologique Conseil National d'Évaluation des Normes
Chapitre V Article 7	Dispositions relatives à la réduction des émissions de certains polluants atmosphériques	Conseil National de la Transition Écologique Conseil National d'Évaluation des Normes
Chapitre VI Article 8	Dispositions relatives à l'application outre-mer	Conseil National de la Transition Écologique Conseil National d'Évaluation des Normes

Chapitre I^{er} – Arrêt de l’exploration et de l’exploitation des hydrocarbures

Chapitre VI – Dispositions relatives à l’application outre-mer

Articles 1, 2, 3 et 8

1. État des lieux et diagnostic

Les travaux du groupe d’experts intergouvernemental sur l’évolution du climat (GIEC) montrent que l’atteinte de l’objectif de limitation à 2°C de l’augmentation de la température depuis l’ère préindustrielle suppose de limiter l’exploitation d’une part importante des réserves d’énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon) présentes dans le sous-sol.

Le 5^{ème} rapport d’évaluation du GIEC³ indique que la quantité globale de CO₂ émise depuis 1870 (« budget carbone ») qui permettrait, avec une probabilité de 66 %, de limiter la hausse des températures à +2°C depuis la période préindustrielle (1861-1880) est de 2 900 milliards de tonnes de CO₂ (GtCO₂). Les émissions jusqu’en 2011 s’élevant à 1 900 GtCO₂, seuls 1 000 GtCO₂ peuvent encore être émis d’après ce modèle.

Or les estimations des réserves fossiles de carbone sont 4 à 7 fois supérieures à cette limite d’émission, qui doit déjà être revue à la baisse compte tenu des émissions réalisées depuis 2011⁴.

L’exploitation des réserves fossiles disponibles est de nature à faire dépasser le « budget carbone » nécessaire à l’atteinte de l’objectif de limitation de la hausse de température à 2°C⁵ et a fortiori de l’objectif d’être nettement en dessous de 2°C adopté dans le cadre de l’Accord de Paris sur le climat.

Ainsi, en retenant l’estimation basse des réserves fossiles de carbone, ce sont près de 80 % des réserves à l’exploitation desquelles il faut renoncer, au minimum, pour ne pas dépasser le « budget carbone » nécessaire à l’atteinte des objectifs fixés.

L’Accord de Paris, adopté le 12 décembre 2015 à l’issue de la COP21, prévoit de contenir l’augmentation de la température mondiale en-deçà de 2° C, voire de tendre vers un objectif de 1,5 °C.

Dès lors que la combustion des énergies fossiles a une incidence notable sur l’élévation de la température moyenne terrestre, l’aménagement des activités d’extraction d’hydrocarbures est nécessaire afin de contribuer aux objectifs fixés dans cet accord.

Le code de l’énergie prévoit la division par quatre des émissions de gaz à effet de serre de la France à l’horizon 2050.

La politique française s’inscrit par ailleurs dans le cadre de celle de l’Union Européenne, qui porte dans le cadre de l’Accord de Paris l’engagement de réduction des émissions de gaz à

³ Rapport de synthèse du GIEC, 2014, page 67.

⁴ Rapport de synthèse du GIEC, page 67, et tableau 7.2 du chapitre 7 du rapport du groupe III avec conversion GTC/GtCO₂.

⁵ Rapport du groupe III du GIEC, chapitre 7, dernier paragraphe avant 7.4.2.

effet de serre de l'ensemble de ses membres, dit Contribution déterminée nationalement (NDC) dans le texte de l'Accord de Paris (l'objectif principal pour l'Union Européenne étant une réduction de 40 % des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990) et met pour cela en place un ensemble de politiques publiques et mesures dont le cadre et les principales orientations ont été validées par le Conseil en octobre 2014 et sont en cours de traduction législative dans divers domaines (efficacité énergétique, énergies renouvelables système central d'échange de quotas d'émissions, partage de l'effort...).

La France a défini dans ces perspectives des objectifs et axes d'actions au travers de la loi de 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, et de ses documents de planification stratégique et opérationnelle, en particulier la stratégie nationale bas-carbone adoptée en novembre 2015 et la programmation pluriannuelle de l'énergie d'octobre 2016.

Grâce au plan Climat du Gouvernement adopté le 6 juillet 2017, la France souhaite accélérer encore la mise en œuvre de l'Accord de Paris, en priorité sur son territoire, puis en incitant les autres pays à faire de même. L'objectif « en finir avec les énergies fossiles et s'engager vers la neutralité carbone »⁶ implique des décisions fortes qui témoignent de l'exemplarité de la France à limiter le réchauffement climatique en dessous de 1,5/2°C.

Compte-tenu des délais inhérents à la recherche et à l'exploitation d'une concession d'hydrocarbures, de nouveaux projets engagés aujourd'hui commenceraient leur exploitation dans les années 2020/2030 et produiraient encore du pétrole dans les années 2050/2060, bien au-delà des périodes auxquelles les émissions de gaz à effet de serre devront avoir été réduites de manière drastique.

L'axe 9 « laisser les hydrocarbures dans le sous-sol »⁷ prévoit la mise en œuvre des orientations du Gouvernement concernant les ressources d'origine fossile sur son territoire :

- amorcer la sortie progressive de la production d'hydrocarbures sur le territoire français à l'horizon 2040 ;
- interdire l'exploration et l'exploitation des gaz de schiste et de l'ensemble des hydrocarbures non conventionnels.

La sortie progressive de la production d'hydrocarbures à l'horizon 2040 doit être menée de pair avec la poursuite de l'objectif de diminution de la consommation de combustibles fossiles (-30% à horizon 2030), afin d'éviter de compenser l'arrêt de la production nationale (représentant 1% de la consommation) par une augmentation de l'importation d'hydrocarbures.

Cette transition progressive permet également de donner de la visibilité aux opérateurs engagés dans la production d'hydrocarbures, de manière à faciliter leur reconversion.

Cette action se comprend par ailleurs dans l'ensemble du plan Climat, qui prévoit des stratégies et mesures opérationnelles nouvelles dans tous les secteurs d'activité et leviers d'actions, parmi lesquels on citera par exemple la fin des ventes de véhicules thermiques en 2040, orientation forte pour le secteur des transports dans lequel aujourd'hui les carburants pétroliers sont encore la source énergétique extrêmement majoritaire.

⁶ Plan Climat du Gouvernement, 6 juillet 2017, page 8.

⁷ Plan Climat du Gouvernement, 6 juillet 2017, pages 8 et 9.

2. Objectifs poursuivis

La disposition envisagée met en œuvre une action importante pour la protection de l'environnement, de la santé humaine et de la biodiversité, tant en elle-même que par sa portée d'exemplarité et d'entraînement, en luttant contre le changement climatique pour en prévenir les effets.

L'objectif poursuivi par le projet de loi est d'engager, de manière irréversible, la sortie de la production d'hydrocarbures à l'horizon 2040, en interdisant la recherche de nouveaux gisements et en limitant la prolongation des concessions d'exploitation existantes, tout en facilitant la transition pour les opérateurs concernés dont on préservera les droits acquis.

L'interdiction de la recherche et de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels (mieux connus du grand public sous le nom de « gaz de schiste ») découlera des dispositions du projet de loi, et sera complétée par une interdiction des possibilités d'expérimentation.

L'activité liée au gaz de mine, issu d'émanations spontanées de veines de charbon, dont l'exploitation par captage est nécessaire pour des raisons de sécurité et de protection de l'environnement, restera autorisée.

Par ailleurs, dans le cadre du projet de loi de finances rectificative 2017, le Gouvernement envisage de proposer l'instauration d'une redevance durant la phase d'exploration, basée sur la surface des permis d'exploration et d'actualiser les taux de la redevance progressive des mines, qui n'ont pas été révisés depuis 1981.

L'instauration de la redevance dans le cadre du projet de loi de finances rectificative 2017 ainsi que la disposition envisagée permettront de mieux prendre en compte l'impact de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures sur le territoire pendant la période de transition jusqu'à l'arrêt progressif de l'activité.

2.1. Concernant les hydrocarbures non conventionnels

2.1.1. Maintien de l'interdiction de l'exploration et production

Pour ce qui concerne les hydrocarbures dits « non-conventionnels », généralement appelés « pétroles et gaz de schiste », aucun permis de recherche ni concession d'exploitation n'est en vigueur. Tous les permis pouvant couvrir ce type de matières ont été abrogés en application de la loi du 13 juillet 2011 qui a interdit la fracturation hydraulique, seul procédé industriel permettant d'exploiter ce type d'hydrocarbures. Depuis, toutes les demandes de permis visant des horizons géologiques de cette nature ont été refusés. Dans la mesure où le projet de loi interdit la délivrance de tout nouveau permis de recherches et de toute nouvelle concession qui ne serait pas issue d'un tel permis, aucune exploration et aucune exploitation de gisements « non conventionnels » ne pourra voir le jour.

2.1.2. Élargissement de l'interdiction de l'expérimentation

L'article 2 de la loi n° 2011-835 du 13 juillet 2011 a par ailleurs créé la Commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation des techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux. Cette commission avait pour mission d'évaluer les risques

environnementaux liés aux techniques de fracturation hydraulique ou aux techniques alternatives, sous contrôle public. Son fonctionnement et sa composition sont définis par le décret n° 2012-385 du 21 mars 2012 relatif à la Commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation des techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux. La Commission en question ne s'est jamais réunie depuis sa création.

Cette même loi prévoit la remise annuelle, par le Gouvernement, d'un rapport au Parlement portant entre autres sur l'évolution des techniques d'exploration et d'exploitation et la connaissance du sous-sol français, européen et international en matière d'hydrocarbures liquides ou gazeux, sur les conditions de mise en œuvre d'expérimentations réalisées à seules fins de recherche scientifique sous contrôle public et sur les travaux de la Commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation.

La disposition envisagée interdit toute expérimentation concernant les hydrocarbures non conventionnels. Ces dispositions n'ont donc plus d'objet.

2.2. Concernant les hydrocarbures conventionnels

Les dispositions envisagées ont pour objectif d'assurer une sortie progressive de la production d'hydrocarbures sur le territoire français.

Elles s'inscrivent dans les objectifs de la Charte de l'environnement en évitant que des volumes supplémentaires d'hydrocarbures fossiles extraits ne produisent des gaz à effet de serre à l'occasion de leur utilisation.

Interdire les prolongations de concession dont l'échéance excéderait 2040 sur le territoire français permet d'atteindre l'arrêt presque complet de l'activité de production d'hydrocarbures en France à cet horizon. Cette date correspond à l'échéance de la quasi-totalité des concessions actuellement en cours de validité⁸.

Le délai moyen entre le lancement d'un nouveau projet d'exploration et sa mise en exploitation pour produire des hydrocarbures est d'environ 10 à 20 ans, pour une durée d'exploitation de 30 à 40 ans. Au regard des objectifs du plan Climat, il n'est pas pertinent d'autoriser à compter de 2018 de nouveaux projets qui conduiraient à maintenir une production d'hydrocarbures plusieurs décennies plus tard.

Ces dispositions permettent également d'éviter les éventuels impacts environnementaux locaux liés à cette activité.

En particulier, le projet de loi s'applique également à l'activité en mer. Compte tenu du rôle des océans dans le fonctionnement climatique global, il est nécessaire d'assurer le bon état écologique de ce milieu. Dans ces conditions, les conséquences dramatiques susceptibles d'affecter l'ensemble des zones en mer en cas d'accident d'un forage pétrolier ne sont pas acceptables et la France a déjà établi un moratoire sur la recherche d'hydrocarbures en Méditerranée en 2016, étendu sur la façade atlantique de la métropole début 2017 (décret n° 2017-222 du 23 février 2017 portant stratégie nationale pour la mer et le littoral).

⁸ Après 2041, il restera seulement 4 concessions en cours de validité sur les 63 actuelles.

En donnant à cette interdiction en Méditerranée une valeur législative et en l'étendant à toutes les zones sous juridiction française, la France renforce la crédibilité du message qu'elle souhaite porter dans les enceintes internationales non seulement dans le cadre de la lutte contre le changement climatique mais aussi pour la protection des océans.

2.3. Concernant le gaz de mine

Le projet de loi prévoit une dérogation à l'interdiction d'exploitation des hydrocarbures des mines en maintenant l'autorisation d'exploiter le gaz de mine (« grisou »).

La notion de gaz de mine n'est actuellement pas définie dans le code minier. Le projet de loi prévoit la définition suivante : il s'agit du « gaz issu des veines de charbon dont la récupération se fait sans intervention autre que celle rendue nécessaire par l'aspiration de ce gaz des vides miniers afin de maintenir ceux-ci en dépression ». Par souci de cohérence, le gaz de mine est ajouté parmi les substances de mine énumérées à l'article L. 111-1 du code minier.

À l'arrêt de l'exploitation des mines de charbon, le gaz de mine continue de remonter à travers le réseau des vides laissés par les travaux miniers, s'ils ne sont pas ennoyés.

La remontée en surface du gaz est un phénomène susceptible de présenter des dangers, principalement pour les personnes, mais également pour les biens ou l'environnement, avec un risque d'explosion bien connu dans l'activité minière. Son captage correspond donc à une nécessité en termes de sécurité.

Par ailleurs, le méthane ayant un potentiel de réchauffement climatique de plus de 20 fois supérieur à celui du CO₂, le captage de ce gaz des mines abandonnées est cohérent avec les engagements de réduction des émissions de gaz à effet de serre pris par la France.

Le maintien en exploitation du gaz de mine permet de prendre en charge ce risque au moindre coût. L'Institut national de l'environnement industriel et des risques (INERIS)⁹ indique que le captage de ces gaz constitue la meilleure solution pour réduire les émissions de gaz en surface et les risques sanitaires, car il empêche la montée en pression des réservoirs géologiques.

3. Nécessité de légiférer

Les dispositions relatives à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures sont des dispositions législatives du code minier.

Par conséquent, des dispositions de nature législatives sont nécessaires pour les modifier.

9 Étude INERIS DRS-02-28056/R01bis : Émission de gaz de mine vers la surface dans la partie Est du Bassin du Nord et du Pas-de-Calais. Analyse du risque et définition des moyens de prévention, mai 2002.

4. Analyse des impacts des dispositions envisagées

4.1. Impacts environnementaux

4.1.1. Concernant les hydrocarbures non conventionnels

L'interdiction d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures non conventionnels, quelle que soit la technique envisagée, permet de protéger le milieu naturel, et d'empêcher tout incident industriel sur le territoire national et les zones maritimes lié à la technique de la fracturation hydraulique ou à des techniques alternatives.

4.1.2. Concernant les hydrocarbures conventionnels

L'arrêt de l'activité d'exploitation d'hydrocarbures contribue à éviter que des volumes supplémentaires d'hydrocarbures fossiles extraits du sous-sol ne produisent des gaz à effet de serre à l'occasion de leur utilisation. Cet arrêt a donc un effet bénéfique sur le climat.

Les travaux de forage d'exploration ou d'exploitation peuvent conduire à une détérioration et une pollution des sols en cas d'accident. Ces pollutions peuvent également dégrader la qualité des eaux. Diminuer le nombre de forages permet de protéger le milieu naturel, en réduisant la probabilité d'incidents et d'accidents industriels¹⁰.

En particulier, les impacts environnementaux spécifiques liés à l'extraction du gaz de houille ont fait l'objet d'une étude réalisée conjointement en 2013 par l'INERIS et le Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM)¹¹. Le rapport conclut que les phases d'exploration et d'exploitation présentent des effets potentiellement sensibles. La diminution du nombre de forages contribuera à réduire ces risques environnementaux.

Concernant les opérations en mer (offshore), les forages constituent des opérations à risque pour l'environnement, du fait des conditions de réalisation extrêmes et techniquement complexes. En cas d'accident, les interventions ne peuvent être que robotisées et la maîtrise des rejets et de leur dispersion est nécessairement beaucoup plus complexe.

Plusieurs accidents ont eu lieu ces dernières années sur des plates-formes pétrolières offshore, ayant eu des conséquences humaines et environnementales importantes. La limitation des opérations de travaux induite par la sortie progressive de l'activité d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures aura donc un effet bénéfique sur l'environnement.

4.1.3. Concernant le gaz de mine

Le captage des émissions de gaz de mine a un effet bénéfique sur l'environnement car il permet :

- d'éviter la remontée du gaz en surface et donc les risques d'explosions ;

¹⁰ 33 accidents relatifs à l'extraction d'hydrocarbures ont été recensés en France depuis 30 ans ; le phénomène le plus fréquemment rencontré est un rejet de matières dangereuses dans le milieu naturel (source : MTES/DGPR/BARPI - Bureau d'analyse des risques et pollutions industrielles

¹¹ BRGM, INERIS « Synthèse sur les gaz de houille : exploitation, risques et impacts environnementaux » Octobre 2013, DRS-13-138538-10861A

- d'éviter les émissions de méthane à l'atmosphère, qui a un effet de serre à minima 20 fois supérieur à celui du CO₂, et donc de répondre à l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

4.2. Impacts budgétaires et financiers

4.2.1. Concernant les hydrocarbures conventionnels

L'exploitation des concessions fait l'objet de deux redevances dont le produit est faible à l'échelle nationale : la redevance progressive des mines, qui a rapporté 7,1 M€ en 2015 et 5,57 M€ en 2016, et la redevance communale et départementale des mines, qui a rapporté 14,8 M€ en 2015 et 14,22 M€ en 2016.

La redevance à taux progressif est calculée sur la production annuelle d'hydrocarbures. À ce volume de production est affecté un prix de valorisation¹² qui permet de calculer une redevance en euros. Cette taxe ne concerne que le budget de l'État. Cette redevance n'a pas été modifiée depuis 1981 et maintient une distinction entre les concessions dont les puits de production ont été mis en service avant 1980 et après 1980.

Dans le cadre du prochain projet de loi de finances, le Gouvernement envisage les évolutions suivantes relatives à la redevance :

- pour les hydrocarbures liquides, exclure les productions marginales dont le produit¹³ est faible au regard des efforts de collecte et remplacer par un taux à 12% pour toutes les productions au-delà de 1500 tonnes ;
- pour les hydrocarbures gazeux¹⁴, réduire le seuil à 150 Mm³ et d'appliquer le taux de 15 %.

Dans le cas de figure retenu, la redevance à taux progressif, qui était en 2016 de 5,57 M€, passerait à 23M€. Cette hypothèse est retenue pour l'évaluation des impacts budgétaires qui suit.

La production de gaz étant très faible en France depuis l'encadrement de la production sur le site de Lacq¹⁵, elle n'engendre pas de paiement de la redevance à taux progressif en 2016. L'évaluation se base donc sur la production d'hydrocarbures liquides uniquement.

Les taux de la redevance communale et départementale des mines (RDCM) varient en fonction des volumes de production mais également en fonction de l'année de forage du puits (avant ou après 1992).

La contribution de la production de gaz à la RDCM est faible : elle n'a donc pas été prise en compte dans la projection.

Les départements et communes qui sont les principaux bénéficiaires de la RDCM sont ceux du bassin parisien et du bassin aquitain : une dizaine de départements et quelques dizaines de communes dans lesquels se situe l'essentiel de l'activité sont concernés par les 14,22 M€ de produit de la RDCM.

¹² prix de vente du baril produit sur le champ selon le cours international du pétrole

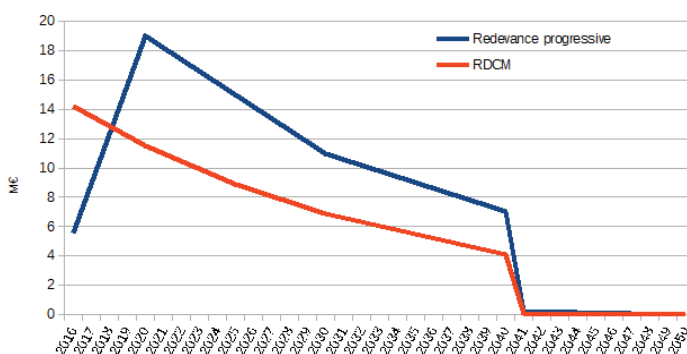
¹³ 1.500 tonnes par an, ce qui génère 30 k€ de redevance au taux de 8%

¹⁴ Mise en œuvre dans le cas où une exploitation nouvelle et d'un volume suffisant serait autorisée

¹⁵ La production est réalisée à débit réduit depuis 2013 (environ 250 000m³/jour) pour alimenter la plateforme industrielle de la Sobegi où les entreprises consomment le soufre dont la production est associée à celle du méthane.

L'estimation de l'évolution des produits de ces deux redevances est basée sur les hypothèses précédemment citées mais également sur d'autres options, entre autres : un prix du baril fixe à 53 \$ et une évaluation de la future production de pétrole basée sur la production de 2016 (à laquelle est appliqué un taux de déclin de 5%). Elle ne prend pas en compte les éventuels impacts de cette augmentation sur les modalités d'exploitation des gisements.

La figure suivante illustre l'évolution attendue de la redevance progressive et de la RDCM.



L'hypothèse de la révision à la hausse de la fiscalité étant retenue dans cette estimation, le produit de la redevance progressive augmente significativement dans un premier temps puis diminue progressivement jusqu'en 2040. Le produit de la RDCM diminue également graduellement.

4.2.2. Concernant le gaz de mine

Le maintien des activités industrielles de récupération du gaz de mine permet à l'État de ne pas prendre en charge financièrement la surveillance de remontée de gaz dans le bassin minier du Nord-Pas-de-Calais, dans les zones où le gaz de mine est exploré ou exploité, dont il a la responsabilité au titre de l'après-mine. Cela permettra d'éviter, tant qu'une exploration ou une exploitation se poursuivra, le coût du transfert de cette surveillance à l'État, qui a été évalué à environ 4 M€ sur 10 ans par le Département de prévention et de sécurité minière du Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM/DPSM) (hors coûts fonciers). Tant que cette activité perdure, l'État ne reprend pas à sa charge financièrement cette partie de la surveillance de l'après-mine.

4.3. Impacts économiques et sociaux

4.3.1. Concernant les hydrocarbures conventionnels

Le projet de loi permet de clarifier le cadre législatif relatif à la recherche et à l'exploitation d'hydrocarbures. En préservant les droits acquis (prolongations de permis de recherche lorsqu'elles sont de droit et octroi de concessions issues du droit de suite) ainsi qu'en autorisant les prolongations de concession dont l'échéance n'excède pas 2040, le projet de loi donne de la visibilité aux opérateurs sur leurs demandes et fixe le cadre de la sortie progressive de l'exploitation des hydrocarbures à l'horizon 2040.

Au 1^{er} juillet 2017, 31 permis exclusifs de recherches d'hydrocarbures conventionnels sont en cours de validité. 63 concessions d'hydrocarbures sont en cours de validité sur une superficie globale d'environ 4 000 km² (superficie moyenne des concessions de 61 km² environ) sur les bassins parisien et aquitain, et en Alsace avec une production annuelle de 815 000 tonnes pour les hydrocarbures liquides.

Des demandes de titres miniers sont actuellement en cours d'instruction¹⁶. Toutes les sociétés titulaires d'un permis exclusif de recherches pourraient faire la demande d'une concession si un gisement est découvert pendant la phase d'exploration.

En 2015, l'activité d'exploration et production sur le territoire national a généré un chiffre d'affaires de l'ordre de 270 millions d'euros. En 2016, les dépenses d'investissements et de développement de production réalisées sont de 55 M€ (contre 98 M€ en 2015 et 128 M€ en 2014). La décroissance de l'activité est donc déjà engagée dans un contexte de prix bas du pétrole.

La filière est composée d'une centaine d'entreprises spécialisées dans ce secteur qui réalisent déjà l'essentiel de leur chiffre d'affaires à l'export (environ 75 %) ainsi que d'un très grand nombre d'entreprises (environ 700) non-spécialistes (équipements mécaniques et électroniques, tuyauterie-robinetterie, services de maintenance...) qui effectuent en moyenne de l'ordre de 20 % de leur chiffre d'affaires sur la filière et 40 % à l'export¹⁷.

La production française de pétrole est assurée par six sociétés françaises et étrangères¹⁸ dont certaines ont diversifié leur activité vers le développement d'énergies renouvelables (partenariat des sociétés Total, IPC-Lundin dans le solaire photovoltaïque, ...).

Cette production couvre approximativement 1% de la consommation française.

La France a produit près de 380 millions de mètres cubes de gaz (4,2 TWh) en 2016 sur son sol. Cette production permet de couvrir approximativement 1% de ses besoins en gaz naturel. La production nationale de gaz a un déclin naturel, qui fait qu'à l'échéance de 2040, la production nationale serait quasi nulle¹⁹.

La facture pétrolière et gazière s'est établie à 40 milliards d'euros en 2015 dans un contexte de prix du baril de pétrole bas (9 milliards d'euros d'importations pour le gaz naturel et 31 milliards d'euros d'importations pour le pétrole).

L'activité consacrée à l'exploration et la production d'hydrocarbures sur le territoire représente quant à elle stricto sensu 1500 emplois directs, auxquels il faut ajouter l'activité économique générée localement par ces opérations et qui se traduit par environ 4000 emplois indirects et induits répartis principalement en Aquitaine (Parentis, Lacq), Seine-et-Marne, Marne ou Moselle. Chaque année, les acteurs de l'exploration-production en France réalisent plusieurs centaines de millions d'euros d'achats et, par les commandes qu'ils passent à des entreprises

16 16 demandes de concessions (7 octrois, 6 prolongations, 2 mutations et 1 extension) et 67 sites concernés par des demandes de permis exclusifs de recherches (43 octrois, 19 prolongations et 5 mutations).

17 Source : étude du PIPAME (pôle interministériel de prospective et d'anticipation des mutations économiques), 2016, p37

18 VERMILION REP, LUNDIN INTERNATIONAL, SPPE, GEOPETROL, BRIDGE OIL et OELWEG.

19 La production du gisement de gaz de Lacq est aujourd'hui maintenue à un niveau permettant d'alimenter en soufre une plateforme industrielle. L'impact de l'arrêt de la concession d'hydrocarbures gazeux sur l'alimentation de la plateforme nécessitera une analyse et un accompagnement spécifique.

de toutes tailles (sociétés de transport, de manutention, de génie civil, électriciens, grutiers, chaudronniers, soudeurs, contrôleurs d'installations, fabricants de tubulaires, ingénieurs de l'environnement, bureaux d'études, etc.), ces acteurs contribuent à l'activité d'un important réseau de fournisseurs de biens et de services.

L'impact de l'arrêt de l'activité exploration et production sur le territoire national sur les entreprises de ce secteur sera limité par le poids de l'export dans leur activité, et par le caractère très progressif de la baisse d'activité (sur près de 25 ans). L'exploration dont l'activité est déjà impactée depuis plusieurs années représente environ 15% à 20% des effectifs, soit entre 250 et 300 emplois essentiellement localisés dans l'Est de Ile-de-France et en Aquitaine.

La production future peut être estimée dans le cadre fixé par le projet de loi, soit la préservation des droits acquis (conduisant à l'attribution de concessions déjà identifiées) et le renouvellement des concessions existantes à une échéance n'excédant pas 2040. La courbe ci-dessous évalue ainsi la production d'hydrocarbure liquide en se basant sur les données de 2016 et en appliquant un taux de déclin.

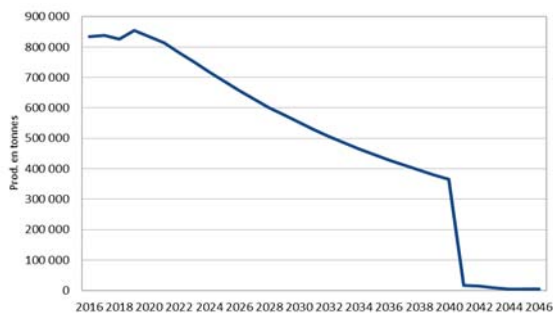


Figure 2: Projection de la production d'hydrocarbures liquides en France à l'horizon 2046

Cette courbe illustre la progressivité de la décroissance de la production nationale jusqu'en 2040, année après laquelle seules les concessions déjà attribuées ou issues du droit de suite et dont l'échéance dépasse 2040 perdureront.

À l'instar de la production de pétrole, le cadre fixé par le projet de loi entraînera une décroissance progressive de la production de gaz naturel jusqu'en 2040. Après 2040, la production d'hydrocarbures gazeux en France sera négligeable.

En 2016, une étude menée par le PIPAME (pôle interministériel de prospective et d'anticipation des mutations économiques) a porté sur les enjeux et perspectives des filières industrielles de la valorisation énergétique du sous-sol profond, sur les trois filières : géothermie, exploration – production et stockage souterrain de CO₂. Elle a montré la volonté de créer des synergies entre ces filières. L'ensemble de ces filières emploie 66000 salariés sur le territoire français pour un chiffre d'affaires d'environ 36 milliards d'euros, la filière hydrocarbures représentant aujourd'hui l'essentiel des effectifs et du chiffre d'affaires. Elle a préconisé d'améliorer les synergies entre les trois filières. Le caractère progressif de l'arrêt de

l'activité d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures doit permettre de faciliter les transferts technologiques et de compétence souhaités par ces partenaires.

La France est le deuxième exportateur mondial d'équipements et de services à l'industrie des hydrocarbures. Constitué d'une douzaine de sociétés de dimension internationale, le secteur parapétrolier et paragazier réalise aujourd'hui à l'étranger près de 70 % de son chiffre d'affaires (39 milliards d'euros en 2013)²⁰. Vu son très faible niveau sur le territoire national, l'arrêt progressif de la production de pétrole français sera sans impact sur la filière pétrochimique dès lors que les raffineries et les sites industriels sont répartis sur l'ensemble du territoire national. D'une manière générale, la loi incitera les investisseurs nationaux et étrangers de la filière hydrocarbures à réaliser leurs investissements à court et moyen termes vers d'autres pays ou vers le secteur des énergies renouvelables.

La mobilisation des contrats de transition écologique et solidaire prévus par le Gouvernement²¹ permettra d'accompagner les reconversions de salariés spécialisés, par exemple vers d'autres métiers du sous-sol comme la géothermie.

4.3.2. Concernant le gaz de mine

Ce gaz est déjà exploité aujourd'hui. L'activité emploie une dizaine de salariés et a prévu l'embauche de trois personnes en 2017 suite à l'installation de moteurs pour convertir une partie du gaz de mine produit en électricité. Cette activité est localement bien connue et acceptée.

Le projet de loi n'a pas d'impact sur cette activité.

4.4. Impacts sur les territoires d'outre-mer

4.4.1. Applicabilité de la loi

Un tableau présenté en annexe analyse l'applicabilité de la loi dans les territoires d'outre-mer.

En résumé, le projet de loi s'applique à l'ensemble des zones sous juridiction de la République française (à terre comme en mer) sous réserve des droits reconnus et des compétences dévolues aux collectivités d'outre-mer par les régimes qui leur sont applicables.

Il est applicable :

- dans les départements d'outre-mer et à Saint-Pierre et Miquelon ;
- à Wallis et Futuna ainsi que dans les Terres australes et antarctiques françaises (TAAF) compte tenu de son article 8 ;
- uniquement sur terre à Saint Barthelemy et Saint Martin.

Il n'est pas applicable à la Nouvelle-Calédonie et à la Polynésie (sur terre comme en mer).

La loi du 13 décembre 2000 d'orientation pour l'outre-mer a prévu le transfert aux régions d'outre-mer de certaines compétences minières en mer. Sa mise en œuvre nécessite un décret

20 Livre blanc de l'Union française des industries pétrolières, « Pétrole et gaz en France : l'avenir est aussi sous nos pieds », page 27, 2016.

21 Plan Climat du Gouvernement du 6 juillet 2017, page 8 : « Pour tous les salariés dont l'emploi est directement menacé par la transition à moyen terme, comme c'est le cas dans la production d'énergies fossiles, nous mettrons en place des contrats de transition écologique ».

d'application en cours d'élaboration (le projet de décret du gouvernement a été examiné par la section des Travaux Publics du Conseil d'Etat mi-2017). La publication à venir de ce texte ne remettra pas en cause l'application du présent projet de loi, une fois entré en vigueur.

4.4.2. Impacts économiques spécifiques

Compte tenu des caractéristiques géologiques de leur sous-sol et du potentiel en hydrocarbures en mer, les territoires outre-mer impactés par le projet de loi sont la Guyane, Saint Pierre et Miquelon et les Iles Eparses dans le canal du Mozambique.

L'inventaire du potentiel en hydrocarbures de la Guyane a permis à ce stade de mettre en évidence la présence d'hydrocarbures sans pour autant confirmer le caractère commercial de cette découverte. La poursuite de l'exploration (dans le cadre du permis « Guyane Maritime ») permettra de conclure cette phase d'inventaire d'ici 2019.

Le potentiel d'un gisement en mer guyanais a encore besoin d'être confirmé ; si l'on prend pour base le gisement de Jubilee au Ghana (parfois donné comme « modèle » géologique pour l'offshore guyanais), le potentiel pourrait produire 80 000 à 100 000 barils/jour pendant une dizaine d'années, ce chiffre n'étant qu'une comparaison et non une appréciation de la dimension possible d'une exploitation au large de la Guyane.

A Saint-Pierre-et-Miquelon, la recherche en hydrocarbures est beaucoup moins avancée qu'en Guyane et les ressources sont mal connues. En l'absence de permis d'exploration en cours de validité, l'inventaire de ces ressources ne sera donc pas poursuivi.

L'état de l'inventaire des ressources en hydrocarbures en est aussi à un stade très préliminaire dans le canal du Mozambique au large des Iles Eparses où un seul permis d'exploration est en cours de validité, au large de Juan de Nova. L'arrêt de la délivrance de nouveaux permis de recherche ne permettra pas de terminer l'inventaire des ressources dans cette zone. Dans cette zone, une taxe spécifique sur l'exploration, sur la production et sur les travaux avait été mise en place par l'administration des Terres australes et antarctiques françaises (TAAF). A ce stade le revenu qu'il aurait pu représenter est incertain en l'absence de caractérisation des gisements.

4.5. Impacts juridiques

Les dispositions du projet de loi préservent les droits associés aux permis exclusifs de recherches en cours de validité ainsi que les possibilités de prolongations de ces permis.

Elles préservent également les droits à l'octroi d'une concession dans le cas où un gisement a été découvert dans le cadre d'un permis exclusif de recherche dans la continuité du droit actuel (« droit de suite » prévu à l'article L. 132-6 du code minier).

Pour le reste, les mesures prévues par la loi relèvent de la capacité de l'État à organiser, comme il le souhaite, l'exploitation des gisements dont il a la « propriété ».

D'une part, cette souveraineté a été constatée par la directive 94/22/CE du Parlement européen et du Conseil du 30 mai 1994 sur les conditions d'octroi et d'exercice des autorisations de prospecter, d'exploiter et d'extraire des hydrocarbures qui considère que « *les États membres possèdent la souveraineté et des droits souverains sur les ressources en*

hydrocarbures situées sur leur territoire ». L'article 2 qui prévoit, par ailleurs, que « *Les États membres conservent le droit de désigner les aires de leur territoire où pourront être exercées les activités de prospection, d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures* », reconnaît ainsi, par là même, aux États membres le droit de ne pas ouvrir d'aire d'exploration.

D'autre part, la recherche et l'exploitation minières sont, de longue date, tributaires d'autorisations administratives, l'État se réservant le droit de choisir les explorateurs et exploitants, manifestant ainsi l'idée que « *les mines [...] sont à la disposition de la Nation* »²². Ainsi, par dérogation à l'article 552 du code civil, les substances de mines ne sont pas à la disposition du propriétaire du sol et, d'après l'article L. 132-8 du code minier, « *l'institution d'une concession, même au profit du propriétaire de la surface, crée un droit immobilier distinct de la propriété de la surface.* »

Il s'ensuit que l'État dispose des substances de mines et peut donc décider de sortir du champ des activités économiques l'exploration ou l'exploitation de certaines d'entre elles telles que les hydrocarbures.

4.6. Indemnisations potentielles à la charge de l'État

Au titre de l'impact du projet de loi sur les droits de propriété et la garantie des droits acquis, il est possible d'identifier les potentielles sources d'indemnisations suivantes :

Il n'y a pas d'atteinte directe au droit du propriétaire du sol, qui ne peut jouir du produit issu de l'exploitation des hydrocarbures contenues dans le sous-sol.

La redevance tréfoncière (15€/ha, versée en une seule fois au propriétaire du sol au moment de la délivrance d'un titre d'exploitation), s'analyse comme la compensation de la gêne associée aux travaux miniers. En l'absence de ces derniers, il n'y a pas lieu de verser une compensation.

Pour les titulaires de titres miniers, les éventuelles indemnisations seront très réduites compte tenu de la préservation de l'ensemble des droits acquis et de la grande progressivité instituée par le projet de loi s'agissant de l'arrêt de l'activité d'exploration (aucun permis n'est abrogé, possibilité de prolonger les permis qui entrent dans le cadre du "droit de suite" et d'accorder une concession si les conditions sont réunies) ainsi que de l'activité d'exploitation (aucune échéance de concession n'est anticipée, la possibilité de prolonger les concessions arrivant à échéance après la publication de loi sans toutefois aller au-delà de 2040). De la même façon, pour ce qui concerne l'absence de discrimination et la mise en œuvre d'un traitement juste et équitable de l'ensemble des pétitionnaires ou titulaires de titres miniers, la grande progressivité du projet de loi et la prévisibilité apportée par la fixation d'une échéance à 2040 font qu'il ne constitue pas une remise en cause générale ou disparate des conditions clés des investissements effectués ou envisagés par les opérateurs dans les années à venir.

Pour les collectivités locales, le projet de loi peut conduire à la privation d'une espérance de jouissance liée aux recettes fiscales et aux retombées socio-économiques attachées à l'activité d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures sur leur territoire. S'agissant de la production actuelle, la répartition des recettes fiscales est précisée dans le chapitre correspondant, de

²² Article 1^{er} de la loi du 28 juillet 1791 relative aux mines.

même que l'ampleur des retombées socio-économiques qui sont associées à cette activité. Les emplois et investissements correspondants restent d'une ampleur limitée au plan national.

4.7. Impacts sur les services déconcentrés de l'État

Dans les services de l'État, la connaissance du sous-sol profond et de sa réglementation est portée par les agents au sein des directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL) et de l'administration centrale (essentiellement DGEC, DGPR, DGALN), soit environ une quarantaine d'ETP. Ces agents apportent, par ailleurs, une expertise dans le développement de la filière de géothermie, qui est en cours de structuration sur le territoire ainsi que du stockage souterrain d'hydrocarbures ou d'énergie. Il convient de maintenir la majorité des ETP pour que les services de l'État continuent à être en capacité de suivre les projets industriels toujours en cours et d'assurer la surveillance des puits réalisés ainsi que la fermeture progressive des exploitations.

5. Consultations menées

Conformément à l'article L. 133-2 du code de l'environnement, le Conseil national de la transition écologique a émis un avis favorable lors de sa séance du 23 août 2017.

En application de l'article L. 1212-2 du code général des collectivités territoriales, le Conseil national d'évaluation des normes a été saisi pour avis et a émis un avis favorable à l'unanimité des membres présents lors de sa séance du 25 août 2017²³.

6. Modalités d'application

Ces dispositions entrent en vigueur au lendemain de la promulgation de la loi.

²³ Séance du 25 août 2017, délibération n° 2017-08-25-01488.

Chapitre II : Dispositions relatives aux stockages et aux consommateurs de gaz

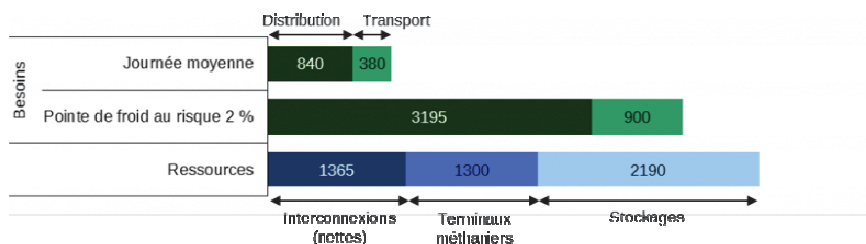
Article 4

1. État des lieux et diagnostic

1.1. Modification du cadre d'accès aux infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel

Les stockages souterrains de gaz naturel sont un maillon logistique essentiel de l'approvisionnement gazier de la France. La constitution de stocks de gaz naturel à proximité des zones de consommation lors de la période estivale permet de réduire les risques de saturation des réseaux lors des périodes de forte consommation (hiver). Les stocks de gaz constituent une flexibilité permettant d'adapter l'approvisionnement à la demande des consommateurs, fortement dépendante des températures. Ils permettent de couvrir environ 50% des besoins lors des périodes de pointes de consommation.

Les interconnexions et les terminaux méthaniens français ne sont en effet pas dimensionnés pour importer suffisamment de gaz lors d'une pointe de froid, comme le démontre l'analyse du bilan physique qui présente la couverture des besoins des consommateurs français lors d'une pointe de froid.



Capacités du système gazier et besoins lors d'une pointe de froid au risque 2 % (GWh/j)²⁴

En complément de leurs obligations de service public et en vue d'assurer un remplissage suffisant des stockages de gaz, les fournisseurs sont donc soumis à une obligation de détention de stocks de gaz suffisants (articles L. 421-1 à L. 421-16 du code de l'énergie).

Deux opérateurs d'infrastructures de stockage, Storengy et Transport et Infrastructures Gaz, exploitent quinze infrastructures de stockage, réparties sur le territoire métropolitain, considérées par la programmation pluriannuelle de l'énergie comme nécessaires à la sécurité d'approvisionnement.

²⁴ Hypothèses : La figure présentée inclut la totalité des capacités fermes d'émission aux interconnexions en importation (2060 GWh/j) et en exportation (695 GWh/j), 100 % des capacités d'émission des terminaux méthaniens (en incluant Dunkerque) et 100 % des capacités des stockages en considérant que 55 % du volume utile a été soutiré.

Jusqu'en 2009, du fait de la conjoncture sur les marchés gaziers, le différentiel du prix du gaz entre l'été et l'hiver a été suffisamment élevé pour inciter les opérateurs gaziers à utiliser la pleine capacité des stockages. Depuis 2010, la baisse du différentiel de prix été-hiver réduit cette incitation, ce qui se traduit par une baisse du remplissage des stockages, et donc par un accroissement des risques portant sur la saturation des réseaux et l'approvisionnement en gaz naturel.

Une réforme de l'accès des tiers au stockage, fruit d'une large concertation menée avec l'ensemble des acteurs²⁵, a été présentée par le Gouvernement en 2016, mais n'a pas pu aboutir dans les délais prévus par l'habilitation confiée au Gouvernement par l'article 167 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

1.2. Modification des rôles et responsabilités des acteurs gaziers

Les obligations de service public fixées par le législateur ont pour objectif d'assurer une continuité d'approvisionnement suffisante sur le court et le moyen terme, en particulier pour les clients les plus vulnérables. L'article L. 121-32 du code de l'énergie définit le champ des obligations de service public s'imposant à l'ensemble des opérateurs gaziers. Ces obligations portent notamment sur la sécurité des personnes et des installations en amont du raccordement des consommateurs finals, la continuité de la fourniture de gaz, la sécurité d'approvisionnement sur l'ensemble du territoire.

Les évolutions du secteur gazier, notamment le développement du gaz naturel liquéfié (GNL), l'ouverture à de nouveaux instruments de modulation et la fusion des zones d'équilibrage de gaz naturel, rendent nécessaires le renforcement de la capacité collective à prévoir, anticiper et gérer d'éventuelles tensions sur les approvisionnements au niveau national ou d'éventuelles congestions locales sur les réseaux.

En particulier, la fusion des zones d'équilibrage, dont l'objectif est notamment de limiter les différentiels de prix applicables aux consommateurs entre le Nord et le Sud, accroît le risque d'apparition d'une saturation du réseau de transport de gaz naturel au sein d'une zone d'équilibrage. De telles situations ont pu être observées ces dernières années. En janvier 2017, des livraisons de gaz naturel liquéfié aux terminaux méthaniers de Fos inférieures aux niveaux habituellement observés ont ainsi conduit à une congestion sur le réseau de transport dans le sud-est de la France et à une tension sur les livraisons aux consommateurs finals.

1.3. Interruptibilité de la consommation de gaz naturel

Parmi les dispositifs renforçant la résilience du système gazier et sa capacité à gérer des déséquilibres figurent notamment les dispositifs de réduction de la consommation. L'article L. 431-6-2 du code de l'énergie, créé par l'article 158 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, prévoit la contractualisation par les gestionnaires de réseau de transport de capacités d'interruption de la consommation de gaz naturel, en contrepartie d'une rémunération.

Lors de pointes de froid, les sites de consommation raccordés au réseau de transport ne représentent toutefois qu'un quart de la demande. Une modification de l'article L. 461-6-2 est

²⁵ La Direction l'énergie a organisé deux consultations publiques au sujet de la réforme du cadre législatif et réglementaire relatif au stockage souterrain de gaz naturel : une première en août 2013 qui a fait l'objet de 27 contributions, une seconde en mars 2015 au cours de laquelle 44 contributions ont été réceptionnées et analysées.

nécessaire afin de pouvoir mobiliser la flexibilité des consommateurs raccordés aux réseaux de distribution qui représentent le reste de la demande.

L'obligation de rémunération directe ne permet pas la mise en œuvre d'autres types de contreparties, comme par exemple une réduction de la contribution au financement de mesures relatives à la sécurité d'approvisionnement.

1.4. Délestage de l'alimentation en gaz naturel

Une insuffisance de gaz naturel en un point du réseau peut conduire le gestionnaire de réseau à procéder au délestage de certains consommateurs. Il n'est pas possible de procéder à un délestage automatique à distance. Un délestage de l'alimentation en gaz naturel consiste en un contact du consommateur par le gestionnaire de réseau pour lui demander d'arrêter sa consommation de gaz naturel, et au respect de cette demande par le consommateur.

A l'heure actuelle, le dispositif repose exclusivement sur des arrangements contractuels entre les gestionnaires de réseau et les consommateurs, voire sur la bonne volonté des uns et des autres. Il n'existe aucune disposition dans le code de l'énergie encadrant le délestage de la consommation de gaz naturel.

1.5. Dispositif de réduction du tarif d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel pour les sites fortement consommateurs

L'article L. 461-3 du code de l'énergie prévoit la mise en œuvre d'une réduction des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel pour les entreprises fortement consommatrices de gaz dont les sites présentent un profil de consommation prévisible et stable ou anticyclique.

Les dispositions envisagées pour le renforcement de la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel pourraient impliquer des coûts nouveaux pour les sites fortement consommateurs, ne présentant pas nécessairement un profil de consommation prévisible et stable ou anticyclique, ce qui pourrait nécessiter la mise en place de mesures d'accompagnement.

2. Objectifs poursuivis

2.1. Modification du cadre d'accès aux infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel

L'objectif du présent projet de loi est de modifier le cadre d'accès aux infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel nécessaires à la sécurité d'approvisionnement et au fonctionnement du réseau gazier, à leur exploitation et à leur commercialisation, pour instaurer un cadre d'accès régulé, garantissant la couverture des coûts supportés par les opérateurs de ces infrastructures par le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel. Les obligations de détention de stocks de gaz naturel par les fournisseurs prévues à l'article L. 421-4 du code de l'énergie et les obligations de continuité de fourniture prévues à l'article L. 121-32 du même code sont à modifier ou supprimer. Les missions des opérateurs de stockages souterrains de gaz naturel, de la Commission de régulation de l'énergie, des gestionnaires de réseaux de transport et des fournisseurs en matière de stockage sont à adapter.

Le nouveau dispositif législatif envisagé pour l'accès des tiers au stockage souterrain de gaz naturel reposerait sur les principes suivants :

- l'obligation pour les opérateurs de stockage de maintenir en fonctionnement les infrastructures de stockage identifiées dans la programmation pluriannuelle de l'énergie comme nécessaires à la sécurité d'approvisionnement ;
- une commercialisation aux enchères des capacités de ces infrastructures de stockage ;
- une régulation par la Commission de régulation de l'énergie du revenu des opérateurs des infrastructures de stockage considérées comme nécessaires à la sécurité d'approvisionnement et une garantie de couverture des coûts en contrepartie de l'obligation de maintien en fonctionnement de ces infrastructures.

2.2. Modification des rôles et responsabilités des acteurs gaziers

Pour faire face au risque accru de congestion sur le réseau de transport mais également améliorer la sécurité d'approvisionnement, l'objectif est de modifier les responsabilités et les moyens des gestionnaires de réseau de transport de gaz naturel pour renforcer la capacité d'anticipation du système gazier par le suivi et l'analyse prévisionnelle de la situation du système gazier français, l'identification des risques d'approvisionnement en gaz naturel et de défaillances du système gazier, ainsi que leur capacité à gérer les flux au sein des zones d'équilibrage et traiter les congestions.

Le traitement des déséquilibres constatés ou anticipés peut notamment être atteint par la mise en place de dispositifs de marché auxquels les acteurs gaziers ont l'obligation de participer, comme cela existe en électricité. Une modification des rôles et responsabilités des utilisateurs des réseaux de transport de gaz naturel, opérateurs de stockage de gaz naturel et de terminaux méthaniens en matière de fourniture de données aux gestionnaires de réseaux et pour renforcer leurs obligations en cas de tension constatée ou anticipée du système gazier, ainsi qu'une modification en conséquence des missions de la Commission de régulation de l'énergie, pourraient être nécessaires.

2.3. Interruptibilité de la consommation de gaz naturel

L'objectif est de modifier l'article L. 431-6-2 du code de l'énergie afin d'élargir les possibilités de contractualisation de capacités interruptibles à des contrats entre les gestionnaires de réseau de distribution et les consommateurs de gaz naturel raccordés à ces réseaux, et de rendre optionnelle la compensation financière versée aux consommateurs finals.

2.4. Délestage de l'alimentation en gaz naturel

L'objectif est de donner un fondement juridique au délestage et de définir les règles relatives au délestage de la consommation de gaz naturel afin de préserver l'intégrité du système gazier et de maîtriser les impacts en cas d'insuffisance de gaz en un point du réseau.

2.5. Dispositif de réduction du tarif d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel pour les sites fortement consommateurs

L'objectif du présent projet de loi est de modifier l'article L. 461-3 du code de l'énergie pour élargir l'application du dispositif de réduction du tarif d'utilisation des réseaux de transport et

de distribution à d'autres catégories de sites fortement consommateurs de gaz en contrepartie de mesures d'efficacité énergétique.

3. Nécessité de légiférer et options

Les dispositions actuellement en vigueur sont de niveau législatif. Leur modification nécessite donc des mesures de même niveau.

S'agissant ici de disposition à caractère technique essentiellement, il est proposé de procéder à ces modifications législatives par ordonnance dans un délai maximum de douze mois à compter de la promulgation de la loi.

4. Analyse des impacts des dispositions envisagées

L'analyse des incidences de chacune des mesures envisagées sera effectuée dans la fiche d'impact retraçant les dispositions des ordonnances prises dans le cadre de l'habilitation.

Les différents impacts – sociaux, économiques et financiers, sur les administrations, en matière d'égalité entre les femmes et les hommes, sur la jeunesse, etc. – seront développés à la lumière des contours définitifs de chacune des dispositions proposées.

4.1. Modification du cadre d'accès aux infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel

Le nouveau dispositif envisagé dans le cadre du projet d'ordonnance pour l'accès des tiers au stockage souterrain de gaz naturel reposerait sur les principes suivants :

- l'obligation pour les opérateurs de stockage de maintenir en fonctionnement les infrastructures de stockage identifiées dans la programmation pluriannuelle de l'énergie comme nécessaires à la sécurité d'approvisionnement ;
- une commercialisation aux enchères des capacités de ces infrastructures de stockage ;
- une régulation par la Commission de régulation de l'énergie du revenu des opérateurs de stockage au titre des infrastructures de stockage considérées comme nécessaires à la sécurité d'approvisionnement et une garantie de couverture des coûts en contrepartie de l'obligation de maintien en fonctionnement de ces infrastructures.

Le coût global supporté par les consommateurs de gaz naturel au titre du stockage nécessaire à la sécurité d'approvisionnement serait stable, voire réduit, du fait de la régulation des revenus des opérateurs de stockage.

4.2. Modification des rôles et responsabilités des acteurs gaziers

S'agissant d'une disposition d'habilitation, l'analyse complète des impacts sera faite lors de l'élaboration de l'ordonnance correspondante.

4.3. Interruptibilité de la consommation de gaz naturel

Les dispositions envisagées permettront de faciliter la mobilisation de dispositifs d'interruptibilité, ce qui renforcera la résilience du système gazier. Elles permettront de contractualiser des capacités d'interruption de la consommation de gaz naturel avec des sites raccordés au réseau de distribution, qui représentent la majorité de la demande gazière en cas de pointes de froid.

4.4. Délestage de l'alimentation en gaz naturel

Les dispositions envisagées permettront d'accroître les moyens disponibles pour préserver l'intégrité du système gazier et de maîtriser les impacts en cas d'insuffisance de gaz en un point du réseau.

4.5. Dispositif de réduction du tarif d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel pour les sites fortement consommateurs

Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel sont établis afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace. La réduction des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de gaz naturel pour certains consommateurs conduira à un transfert de charges vers les autres consommateurs.

5. Consultations menées

En application de l'article L. 1212-2 du code général des collectivités territoriales, le Conseil national d'évaluation des normes a été saisi pour avis et a émis un avis favorable à l'unanimité des membres présents lors de sa séance du 25 août 2017²⁶.

5.1. Modification du cadre d'accès aux infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel

La direction générale de l'énergie et du climat a initié en 2014 une concertation avec les acteurs gaziers sur les évolutions du cadre législatif et réglementaire applicable au stockage souterrain de gaz naturel. La concertation a permis de converger vers le projet de réforme retenant la mise en place d'une régulation des stockages nécessaires à la sécurité d'approvisionnement.

En 2016, une mission de l'Inspection générale des finances, du Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies et du Conseil général de l'environnement et du développement durable a étudié les réponses pouvant être apportés aux difficultés identifiées lors des travaux menés dans le cadre l'habilitation confiée au Gouvernement par l'article 167 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte. La mission a confirmé la pertinence de la mise en place

²⁶ Séance du 25 août 2017, délibération n° 2017-08-25-01488.

de la réforme suivant les grands principes décrits ci-dessus. Le rapport correspondant a été publié le 1^{er} août 2017²⁷.

5.2. Modification des rôles et responsabilités des acteurs gaziers

Ces mesures sont issues des échanges menés à l'occasion et suite à la situation de tension a été observée en janvier 2017 pour l'approvisionnement en gaz naturel dans le Sud-Est de la France.

5.3. Interruption de la consommation de gaz naturel

Les dispositions envisagées sont issues des échanges menés à l'occasion de la préparation des arrêtés d'application de l'article L. 431-6-2 du code de l'énergie et des travaux entrepris sur les évolutions du cadre législatif et réglementaire applicable au stockage souterrain de gaz naturel.

5.4. Délestage de l'alimentation en gaz naturel

Les dispositions envisagées sont issues des échanges menés à l'occasion et suite aux exercices de crise d'approvisionnement en gaz naturel conduits ces dernières années.

5.5. Dispositif de réduction du tarif d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel pour les sites fortement consommateurs

Les dispositions envisagées sont issues des échanges menés à l'occasion des travaux entrepris sur les évolutions du cadre législatif et réglementaire applicable au stockage souterrain de gaz naturel.

Un élargissement du dispositif de réduction du tarif d'utilisation du réseau de transport est préconisé par la mission de l'Inspection générale des finances, du Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies et du Conseil général de l'environnement et du développement durable ayant travaillé sur la réforme du cadre législatif et réglementaire relatif au stockage de gaz naturel²⁸.

6. Modalités d'application

Les ordonnances prévues par cet article sont prises dans un délai de douze mois à compter de la promulgation de la présente loi. Pour chaque ordonnance, un projet de loi de ratification est déposé devant le Parlement dans un délai de douze mois à compter de la publication de l'ordonnance.

²⁷ <http://www.cgedd.developpement-durable.gouv.fr/stockage-souterrain-de-gaz-a2439.html>

²⁸ <http://www.cgedd.developpement-durable.gouv.fr/stockage-souterrain-de-gaz-a2439.html>

Chapitre III – Dispositions relatives aux relations entre fournisseurs et gestionnaires de réseaux

Article 5

1. État des lieux et diagnostic

Afin de simplifier les démarches pour les clients particuliers et les petits professionnels, le code de la consommation prévoit un contrat unique entre le client et le fournisseur, qui couvre à la fois la fourniture d'énergie et sa distribution (article L. 224-8 du code de la consommation). Dans ce cadre, le fournisseur prend en charge la relation contractuelle avec le gestionnaire du réseau de distribution (GRD) et agit ainsi comme intermédiaire entre le gestionnaire de réseau et le client final.

Certains fournisseurs ont estimé que les prestations liées à l'accès aux réseaux qu'ils réalisent auprès de leurs clients devaient être rémunérées par les GRD. Dans un arrêt du 2 juin 2016, la cour d'appel de Paris²⁹ a fait droit à la demande d'un fournisseur, en renvoyant toutefois la question du montant de cette rémunération au comité de règlement des différends (CoRDiS) de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

2. Objectifs poursuivis

L'article a pour objet d'attribuer à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) le pouvoir de déterminer le montant de la rémunération des fournisseurs par les gestionnaires de réseaux pour les prestations sus-mentionnées.

3. Nécessité de légiférer et options

Les compétences de la CRE, autorité administrative indépendante, relèvent de la loi et sont fixées par des dispositions législatives du code de l'énergie. La CRE sera en mesure d'offrir une évaluation indépendante et objective des coûts de gestion de la relation clientèle réalisée par les fournisseurs d'énergie, pour le compte des gestionnaires de réseau. Ceci permettra d'encadrer la rémunération des fournisseurs, dans l'intérêt du consommateur d'énergie.

4. Analyse des impacts des dispositions envisagées

La fixation par la CRE des montants de commissionnement payés par les gestionnaires de réseau, sur la base d'une évaluation objective et indépendante réalisée par la CRE, permettra (i) d'éviter une rémunération excessive des fournisseurs, (ii) de standardiser le montant de cette rémunération, (iii) de favoriser ainsi une concurrence non biaisée entre fournisseurs.

²⁹ Cour d'Appel de Paris, arrêt du 2 juin 2016, pôle 5 - chambre 5-7, RG n° 2014/26021

Dans la mesure où cette charge de gestion de clientèle ne sera plus, à l'avenir, supportée par les fournisseurs mais par les gestionnaires de réseau, la mesure devrait être neutre pour le consommateur, la hausse de la part distribution étant compensée par une baisse équivalente de la part fourniture.

5. Consultations menées

Le projet d'article a été élaboré conjointement avec la CRE.

La CRE a lancé le 4 mai 2017 une consultation publique relative à la rémunération des prestations de gestion de clientèle effectuées par les fournisseurs pour le compte des GRD auprès des clients en contrat unique. Les résultats de cette consultation seront disponibles dans le courant de l'été 2017, et donneront lieu à un examen devant le Conseil Supérieur de l'Energie.

Le Conseil national d'évaluation des normes a été saisi pour avis. La disposition envisagée concerne les gestionnaires de réseau de distribution de gaz ou d'électricité et certains de ces gestionnaires de réseau sont des régies. Dans sa décision n° 375120 du 13 mai 2016, le Conseil d'État a considéré que le Conseil national d'évaluation des normes devait être consulté sur les projets de textes créant ou modifiant des normes applicables aux gestionnaires de réseau de distribution.

Le CNEN a émis un avis favorable à l'unanimité des membres présents lors de sa séance du 25 août 2017³⁰.

6. Modalités d'application

La disposition envisagée entre en vigueur au lendemain de la promulgation de la loi.

³⁰ Séance du 25 août 2017, délibération n° 2017-08-25-01488.

Chapitre IV - Dispositions relatives aux contrôles des biocarburants

Article 6

1. État des lieux et diagnostic

L'article 266 quindécies du code des douanes dispose que les personnes qui mettent des carburants à la consommation en France sont redevables d'un prélèvement supplémentaire de la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP). Ce même article fixe les objectifs d'incorporation de biocarburants dans les carburants que ces mêmes personnes doivent atteindre pour pouvoir être exonérés de cette taxe, à condition que les biocarburants respectent les critères de durabilité fixés aux articles L. 661-3 à L. 661-6 du code de l'énergie.

En cas de non-respect de ces critères de durabilité, les quantités de biocarburant incorporées ne sont donc pas comptabilisées dans l'objectif de la TGAP. Un tel dispositif pénalise les seules personnes qui mettent à la consommation des carburants alors que le non-respect des critères de durabilité ne leur est pas forcément imputable.

En effet, les critères de durabilité définis aux articles précités du code de l'énergie concernent des critères dits « terres » (par exemple les biocarburants ne doivent pas être produits à partir de matières premières provenant de terres cultivées après déforestation) ou des critères de réduction des émissions de gaz à effet de serre par rapport à l'utilisation de carburants fossiles. Le respect de ces deux familles de critères peut être incombe aux cultivateurs / récoltants d'une part et aux industriels qui fabriquent les biocarburants d'autre part. Or les outils législatifs actuellement à disposition ne permettent pas de sanctionner ces opérateurs pour des fraudes qu'ils commettraient, mais uniquement les personnes qui mettent les carburants à la consommation comme expliqué ci-avant.

Actuellement, le contrôle des déclarations de durabilité est assuré par la DGEC. En cas de constat qu'un lot de biocarburant mis à la consommation n'est pas durable, un signalement doit être opéré auprès du service des douanes afin que le lot incriminé ne soit pas comptabilisé dans la déclaration annuelle de TGAP. Depuis que ce dispositif a été mis en place, et ce plusieurs fois par an, des compléments, des corrections ou des demandes supplémentaires de preuves de durabilité sont exigées auprès des opérateurs. Néanmoins, la durabilité des lots suspectés a toujours été prouvée et aucun lot n'a été finalement exclu.

La directive européenne (UE) 2015/1513 du Parlement européen et du Conseil du 9 septembre 2015 modifiant la directive 98/70/CE concernant la qualité de l'essence et des carburants diesel et modifiant la directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables prévoit que les États membres prennent des dispositions lorsque des cas de fraudes sont détectées (point 5 de l'article 3 de la directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables). En effet, plusieurs États membres ont constaté des fraudes notamment au niveau des produits permettant de réaliser des biocarburants éligibles au double comptage comme les huiles alimentaires usagées. Les fraudes évoquées lors des réunions avec nos homologues européens sont principalement de 2 ordres : un même lot de biocarburants durables peut être déclaré dans plusieurs pays et des huiles brutes peuvent être « contaminées » volontairement afin d'être vendues comme usagées à un prix supérieur en

raison de l'avantage fiscal procuré par le double comptage. Les sanctions proposées dans le présent projet de loi permettront aux services en charge de contrôler la durabilité des biocarburants d'avoir les outils réglementaires pour sanctionner les acteurs qui auraient recours à ces pratiques ou à d'autres types de fraudes.

Parmi les critères de durabilité prévus par la directive figurent des exigences en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre par rapport aux carburants fossiles.

Les dispositions prévues à l'article L. 661-4 du code de l'énergie imposent déjà un potentiel de réduction des émissions de gaz à effet de serre par rapport à l'utilisation de carburant fossile de 50 % au 1^{er} janvier 2017 et ce seuil sera fixé à 60 % au 1^{er} janvier 2018 pour les installations mises en service à partir du 1^{er} janvier 2017.

2. Objectifs poursuivis

L'objectif premier du présent projet de loi est de définir des sanctions applicables à tous les acteurs concernés par la chaîne biocarburants, les agents compétents pour constater des non-conformités voire des fraudes ainsi que les modalités d'appel et de recours. Les sanctions proposées sont d'ordre pécuniaires mais aussi pénales. Pour ces dernières, il s'agit de s'assurer que les contrôles et vérifications pourront être réalisés, les acteurs s'exposant à des sanctions pénales en cas d'empêchements délibérés.

Le second objectif vise à prendre en considération les changements introduits par la directive 2015/1513 susmentionnée sur les niveaux minimum de réduction des émissions de gaz à effet de serre liée à l'usage des biocarburants, en fonction de la date de mise en service de l'unité dans laquelle ils ont été produits.

Le projet de loi permettra ainsi d'assurer le respect, par l'ensemble des acteurs concernés, des critères de qualité environnementale des biocarburants incorporés dans les carburants, et de garantir aux consommateurs la qualité des produits énergétiques qui leur sont vendus.

3. Nécessité de légiférer et options

Ces dispositions de la directive sont de niveau législatif. Les autres dispositions de la directive seront transposées par voie réglementaire.

4. Analyse des impacts des dispositions envisagées

Les dispositions prévues permettront de conforter le caractère durable des biocarburants consommés en France et en cas de suspicion de pouvoir diligenter les enquêtes nécessaires. L'impact envisagé sur les entreprises est limité (les exigences de la PAC couvrent assez largement la partie amont agricole) ; la transformation industrielle s'inscrit dans le cadre des schémas volontaires (principalement 2BSVS et ISCC) ou du système national qui suivent un système qualité et font l'objet dans ce cadre d'audit d'organismes indépendants. Pour les services de l'État, ces contrôles et enquêtes devraient rester des opérations ponctuelles. Des

actions de type « coup de poing » pourraient être mises en œuvre. Le temps nécessaire à ces actions peut être estimé à quelques jours par agent par an le temps de l'action.

5. Consultations menées

Les dispositions envisagées sont prévues par la directive européenne 2015/1513 susmentionnée qui a été adoptée par le Parlement européen et le Conseil³¹, et après avis du Comité économique et social européen et consultation du Comité des régions, après 3 ans de négociation (début des négociations le 17 octobre 2012 et fin le 9 septembre 2015).

La proposition de directive a été élaborée par la Commission après consultation des autorités des États membres.

Au niveau national, les membres du CTUPP (Comité technique de l'utilisation des produits pétroliers) et du C2B³² (comité Biomasse et Biocarburants) ont été régulièrement informés de l'avancée des discussions.

Enfin, en application de l'article L. 1212-2 du code général des collectivités territoriales, le Conseil national d'évaluation des normes a été saisi pour avis et a émis un avis favorable à l'unanimité des membres présents lors de sa séance du 25 août 2017³³.

6. Modalités d'application

La disposition envisagée entre en vigueur au lendemain de la promulgation de la loi. Les modalités de contrôles et de sanctions administratives seront précisées par un décret en Conseil d'État.

³¹ Position du Parlement européen du 11 septembre 2013 (non encore parue au Journal officiel) et position du Conseil en première lecture du 9 décembre 2014 ([JO C 50 du 12.2.2015, p. 1](#)). Position du Parlement européen du 28 avril 2015 (non encore parue au Journal officiel) et décision du Conseil du 13 juillet 2015.

³² Lieu de concertation entre administration et professionnels qui se réunissent à FranceAgriMer

³³ Séance du 25 août 2017, délibération n° 2017-08-25-01488.

Chapitre V - Dispositions relatives à la réduction des émissions de certains polluants atmosphériques

Article 7

1. État des lieux et diagnostic

La réduction de la pollution atmosphérique est un enjeu sanitaire majeur. Classée cancérigène pour l'homme en 2013 par le centre international de recherche contre le cancer, la pollution de l'air est responsable de 48 000 décès prématurés par an d'après une évaluation de l'Agence nationale de santé publique publiée en juin 2016. Malgré une amélioration progressive de la qualité de l'air, les normes sanitaires fixées par la directive 2008/50/CE du Parlement européen et du Conseil du 21 mai 2008 concernant la qualité de l'air ambiant et un air pur pour l'Europe sont dépassées dans plusieurs agglomérations.

Le Plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques (PRÉPA) est un plan d'action interministériel prévu par l'article L. 222-9 du code de l'environnement, introduit par l'article 64 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV), répond à l'obligation prévue par la directive européenne (UE) 2016/2284 du Parlement européen et du Conseil du 14 décembre 2016 concernant la réduction des émissions nationales de certains polluants atmosphériques, modifiant la directive 2003/35/CE et abrogeant la directive 2001/81/CE, dite directive "NEC", d'élaborer un tel plan. Le plan pour la période 2017-2021 a été publié en annexe de l'arrêté du 10 mai 2017. Le suivi de ce plan doit être assuré par le Conseil national de l'air au moins une fois par an.

La mise en œuvre du PREPA doit permettre :

- de limiter très fortement les dépassements des valeurs limites dans l'air : ceux-ci sont réduits fortement dès 2020, et quasiment supprimés à horizon 2030. La concentration moyenne en particules fines baissera d'environ 20 % d'ici 2030 ;
- d'atteindre les objectifs de réduction des émissions à 2020 et 2030. Les mesures du PRÉPA sont tout particulièrement indispensables pour atteindre les objectifs de réduction des émissions d'ammoniac ;
- de diminuer le nombre de décès prématurés liés à une exposition chronique aux particules fines d'environ 11 200 cas/an à horizon 2030.

Adopté avant la publication de la directive, l'article L. 222-9 qui prévoit le PRÉPA doit être modifié afin d'en assurer la conformité parfaite avec le droit européen. En particulier, la directive prévoit la révision du plan au moins tous les quatre ans (au lieu d'une révision quinquennale selon l'article L. 222-9 en vigueur), et précise que le plan doit être révisé lorsque l'inventaire des émissions de polluants atmosphériques met en évidence la non-atteinte des objectifs de réduction des émissions.

Afin de lever toute ambiguïté, il convient également de préciser, conformément à la directive, que les objectifs de réduction des émissions concernent les émissions anthropiques et que les objectifs de réduction fixés pour l'année 2020 valent également pour les années de 2021 à

2024, que les objectifs de réduction fixés pour l'année 2025 valent également pour les années de 2026 à 2029, et que les objectifs de réduction fixés pour l'année 2030 valent également pour les années ultérieures.

2. Objectifs poursuivis

La modification de l'article L. 222-9 permet de transposer pleinement la directive "NEC", sans modifier sur le fond les principes de cet article figurant également dans la directive.

3. Nécessité de légiférer et options

La parfaite transposition de la directive nécessite la modification de l'article L. 222-9 du code de l'environnement, notamment pour la modification de la périodicité minimale de révision du PRÉPA.

Les modifications proposées dans le projet de loi correspondent strictement à des obligations de la directive devant être transposées en droit national.

4. Analyse des impacts des dispositions envisagées

La modification du code de l'environnement afin d'assurer la pleine transposition de la directive européenne (UE) 2016/2284 concernant la réduction des émissions nationales de certains polluants atmosphériques découle d'obligations européennes et n'impacte que très marginalement les dispositions existantes. En particulier, il s'agit de prévoir une révision du PRÉPA tous les 4 ans au lieu de tous les 5 ans, et lorsque l'inventaire des émissions de polluants atmosphériques met en évidence la non atteinte des objectifs de réduction des émissions. L'impact est donc minime, exclusivement pour l'État, et découle d'obligations européennes.

5. Consultations menées

Les dispositions envisagées sont prévues par la directive européenne 2016/2284 qui a été adoptée par le Parlement européen et le Conseil après 3 ans de négociations, et après avis du Comité économique et social européen et du Comité des régions.

La proposition de directive a été élaborée par la Commission après consultation des autorités des États membres, cinq réunions des parties prenantes organisées entre juin 2011 et avril 2013 et diffusées en flux sur l'Internet pour permettre la plus large participation possible, et deux consultations publiques organisées à la fin de l'année 2011 et au début de l'année 2013. Une enquête Eurobaromètre sollicitant l'avis du grand public sur les questions de pollution atmosphérique a été menée en 2012 et la Commission et l'Agence européenne pour l'environnement (AEE) ont également mené un projet pilote d'évaluation de l'expérience

locale en matière d'application du cadre d'action pour la qualité de l'air dans 12 villes de l'Union.

Enfin, en application de l'article L. 1212-2 du code général des collectivités territoriales, le Conseil national d'évaluation des normes a été saisi pour avis et a émis un avis favorable à l'unanimité des membres présents lors de sa séance du 25 août 2017³⁴.

6. Modalités d'application

La disposition envisagée entre en vigueur au lendemain de la promulgation de la loi.

³⁴ Séance du 25 août 2017, délibération n° 2017-08-25-01488.

ANNEXE : Modalités d'application du projet de loi pour les territoires outre-mer

Territoire	Application directe	Application avec adaptation	Pas d'application	Observations ³⁵
Guadeloupe				Le régime législatif et réglementaire applicable dans les collectivités d'outre-mer de l'article 73 de la Constitution est celui de la métropole. Il peut faire l'objet d'adaptations tenant aux caractéristiques et contraintes particulières de ces collectivités. Ces collectivités peuvent également se voir reconnaître le droit de fixer les règles applicables sur leur territoire.
Guyane				La délivrance des titres miniers en mer (également sur le plateau continental et la zone économique exclusive) relève de la compétence de la région en dehors des demandes portant sur des minerais ou produits utiles à l'énergie atomique (L. 611-31). La région prend les décisions énumérées à l'article L. 611-31 après avis du Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies et doit les motiver si elle s'en écarte (L. 611-32).
Martinique				La région est substituée au préfet pour l'article L. 121-3 (autorisation pour disposer des produits extraits lors de travaux de recherches en dehors d'un permis exclusif de recherches) et à l'Etat (article L. 611-34) pour l'application des articles L. 132-13 (retour en fin de concession et transfert des droits et obligations de l'exploitant défaillant ou disparu) et L. 155-3 (responsabilité en cas de défaillance ou disparition du titulaire du titre minier).
Mayotte				Un projet de décret transférant la compétence est en cours d'élaboration.
La Réunion				En vertu de l'article L.O. 6213-1 et L.O. 6313-1 du code général des collectivités territoriales, les dispositions législatives et réglementaires sont applicables de plein droit, à l'exception de celles intervenant dans les matières qui relèvent d'une loi organique en application de l'article 74 de la Constitution ou de la compétence de la collectivité en application de l'article L.O. 6214-3 et L.O. 6314-3 du même code.
St Barthélemy	A terre		En mer	Le nouvel article L. 631-1 du code minier prévoit que les dispositions communes à la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, la Réunion et à Mayotte regroupées au sein du titre Ier du livre VI du code minier s'appliquent à St Barthélemy et à St Martin.
St Martin	A terre		En mer	Cependant, si St Martin et St Barthélemy n'apparaissent pas compétentes pour prendre leurs propres textes législatifs et réglementaires en matière minière à terre, elles sont compétentes pour réglementer le droit d'exploration et d'exploitation des ressources naturelles dont celles minières en mer (eaux intérieures, sol sous-sol et eaux sur jacentes de la mer territoriale et ZEE). C'est en effet ce que prévoit l'article LO 6314-6 : « (...) La collectivité réglemente et exerce le droit d'exploration et le droit d'exploitation des ressources naturelles biologiques et non biologiques des eaux intérieures, en particulier les rades et les étangs, du sol, du sous-sol et des eaux sur jacentes de la mer territoriale et de la zone économique exclusive dans le respect des engagements internationaux de la France et des compétences de l'Etat ».

³⁵ Source : note DGALN/DEB/GR2 - YLR - février 2016

St Pierre et Miquelon				<p>Depuis le 1er janvier 2008, le régime législatif et réglementaire de Saint-Pierre-et-Miquelon est régi par l'article L.O. 6413-1 du code général des collectivités territoriales. En vertu de cet article, « les dispositions législatives et réglementaires sont applicables de plein droit à Saint-Pierre-et-Miquelon, à l'exception de celles qui interviennent dans les matières relevant de la loi organique en application de l'article 74 de la Constitution ou dans l'une des matières relevant de la compétence de la collectivité en application du II de l'article L.O. 6414-1 ».</p> <p>Aux termes de l'article LO 6414-3 CGCT : « L'Etat exerce ses droits de souveraineté et de propriété sur son domaine public et privé, terrestre, maritime ou aérien. Sous réserve des engagements internationaux de la France et des dispositions prises pour leur application, l'Etat concède à la collectivité territoriale, dans les conditions prévues par un cahier des charges approuvé par décret en Conseil d'Etat pris après avis du conseil territorial, l'exercice des compétences en matière d'exploration et d'exploitation des ressources naturelles, biologiques et non biologiques, du fond de la mer, de son sous-sol et des eaux surjacentes. Sous la même réserve et dans les mêmes conditions, il lui concède l'exercice des compétences en matière de délivrance et de gestion des titres miniers portant sur le fond de la mer et son sous-sol ».</p> <p>En l'absence de concession du droit de l'Etat sur la ZEE, le texte est applicable de plein droit à terre comme en mer.</p>
TAAF				<p>Depuis le 1er janvier 2008, sans préjudice de dispositions les adaptant à l'organisation particulière du territoire, les dispositions législatives et réglementaires qui sont relatives à des compétences propres à l'Etat (défense nationale, droit civil, droit pénal, sécurité publique, et caetera) sont applicables de plein droit (y compris la recherche).</p> <p>Les articles L. 661-1 et L. 661-2 introduits dans le nouveau code minier prévoient que ce dernier s'applique aux Terres australes et antarctiques françaises sous réserve de dispositions spécifiques.</p> <p>L'île de Clipperton est placée sous l'autorité directe du Gouvernement, le ministre chargé de l'outre-mer étant chargé de son administration et y exerçant l'ensemble des attributions dévolues par les lois et règlements aux autorités administratives. Le code minier s'y applique.</p>
Wallis et Futuna				<p>Jusqu'à l'intervention des dispositions organiques prévues par l'article 74 de la Constitution dans sa rédaction résultant de la loi constitutionnelle n° 2003-276 du 28 mars 2003, le régime législatif et réglementaire de Wallis et Futuna demeure défini par la loi n° 61-814 du 29 juillet 1961 modifiée confiant aux îles Wallis et Futuna le statut de territoire d'outre-mer.</p> <p>L'article L. 691-1 du code minier soumet l'exploration et l'exploitation des substances minérales ou fossiles à Wallis et Futuna, aux livres Ier à l'exception de ses titres VIII (sécurité et santé au travail) et IX (autres dispositions sociales), III à l'exception de son titre V (réglementation sociale) et IV et V du code minier, « dans le respect des compétences dévolues à cette collectivité ».</p> <p>La Polynésie française relève des dispositions de l'article 74 de la Constitution dans sa rédaction résultant de la loi constitutionnelle du 28 mars 2003. Le régime législatif et réglementaire qui lui est applicable est déterminé par le titre II de la loi organique n° 2004-192 du 27 février 2004 portant statut d'autonomie de la Polynésie française, modifié par les lois organiques n° 2007-1719 du 7 décembre 2007 et n° 2011-918 du 1er août 2011.</p>
Polynésie française				<p>La loi organique n° 2004-192 du 27/02/2004, portant statut d'autonomie de la Polynésie française, notamment le 4° de son article 14, réserve à l'Etat comme domaine de compétence en matière minière</p>

				<p>que les seules « matières premières stratégiques telles qu'elles sont définies pour l'ensemble du territoire de la République, à l'exception des hydrocarbures liquides ou gazeux ».</p> <p>A l'exception du régime applicable à ces dernières, le droit minier de la Polynésie française est régi (terre, domaine public maritime, ZEE et plateau continental) par les « lois du pays » adoptées par l'assemblée de la collectivité.</p>
<p>Nouvelle Calédonie</p>				<p>La Nouvelle-Calédonie est compétente dans les matières suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> - réglementation et exercice des droits d'exploration, d'exploitation et de gestion et de conservation des ressources naturelles non biologiques de la ZEE - réglementation relative aux hydrocarbures, chrome, nickel et cobalt (article 22 de la loi organique n° 99-209 du 19 mars 1999 relative à la Nouvelle-Calédonie) qui a donné lieu à l'élaboration, pour ces trois dernières substances, d'un code minier de Nouvelle-Calédonie. <p>Les provinces ont reçu compétence pour la réglementation et l'exercice des droits d'exploration, d'exploitation et de gestion et de conservation des ressources naturelles non biologiques du sol et sous-sol des eaux intérieures et de la mer territoriale (article 46 de la loi organique relative à la Nouvelle-Calédonie).</p>